

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Otimização em Regime de Mercado da Produção de Eletricidade num Parque Eólico com Bombagem Associada

João Rodrigo Graça Gomes

Trabalho realizado sob a supervisão de

Professor Doutor António Augusto Gutierrez Sá da Costa

Professor Doutor João Miguel Paixão Telhada

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação

2015

Agradecimentos

Esta tese não poderia ter sido escrita sem o apoio e ajuda de muitas pessoas, que merecem, e têm, a minha absoluta gratidão.

Um dos maiores contributos foi dado, sem dúvida, pelos meus orientadores.

Ao Professor António Sá da Costa, agradeço ter conseguido arranjar tempo para me guiar, pela infinita paciência que mostrou perante cada problema que surgiu, pelas sugestões e conselhos extremamente sagazes que elevaram o trabalho final. Os seus comentários e análises imensamente perspicazes irão sem dúvida alguma acompanhar-me ao longo da minha vida profissional.

Ao Professor João Telhada, estou-lhe grato pelo grande contributo para o desenvolvimento do algoritmo criado nesta tese. Trabalhei pela primeira vez com ele quando estava no meu 3º ano de curso numa competição de gestão e a partir daí mostrou sempre amabilidade para me ajudar em todas as dúvidas que tive até ao fim do meu percurso académico.

Os meus amigos também não podem ser esquecidos, durante mais de um ano debati com eles as várias etapas deste projeto e conseguiram mostrar sempre otimismo e crença no desenvolvimento do trabalho.

Por fim, agradeço à minha família, em especial, aos meus pais, que foram como sempre bons conselheiros, apoiando-me moralmente e emocionalmente nas alturas de maior frustração e que viveram comigo cada uma das etapas desta dissertação.

Escusado será dizer que os defeitos e imperfeições desta tese são da minha inteira responsabilidade.

JOÃO GRAÇA GOMES,

Mafra, Junho de 2015

Abstract

Operating the electric system means that at each moment the supply must exactly match demand or it will create disturbance in the grid frequency which can ultimately cause blackouts and supply disruption. This notion is even more important with the integration of power generated by renewables, with variable availability over time, in electric power systems.

In the recent past, renewable energy such as Wind has increased their penetration all over the world, mainly in European Union, USA and China, and its share in electricity generation will increase substantially over the next decades.

This situation will increase the probability of grid disturbance. The solutions taken to address this question are using backup power systems, such as combined cycle generators that may work only at certain times to match the demand peaks, using electric batteries which still are quite expensive or using hydro pumped storage that can absorb the over-generation, avoiding the need for wind power curtailments.

In this regard, this thesis focuses on the development of an optimization model to integrate wind farms with reversible hydro power plants, operating in free market, with the objective of profit maximization. The model will be implemented using Xpress-Mosel programming language using the XPRESS-IVE software.

It also briefly presented the Portuguese electric system, the wind and hydro power generation and their mixing, and the Iberian energy market.

By last are displayed several simulation scenarios and its result analysis.

Keywords: Optimization Model, Pumped Storage Hydroelectric Power Station, Wind Farm, Iberian Electricity Market, Energy storage

Resumo

Operar o sistema electroprodutor implica que a cada instante a oferta de energia tenha de igualar a procura, ou irão surgir perturbações na frequência da rede elétrica que em casos extremos causarão apagões e perturbações no abastecimento de energia. Esta noção é ainda de maior importância com a integração da energia proveniente de fontes renováveis na rede, pois variam a sua disponibilidade ao longo do tempo.

No passado recente, energias renováveis, como a eólica, aumentaram a sua penetração um pouco por todo o mundo, especialmente na União Europeia, Estados Unidos e China, e a sua contribuição para a produção de eletricidade irá aumentar substancialmente nas próximas décadas.

Esta situação aumenta a probabilidade de perturbações na rede. Para resolver este problema recorrem-se a sistemas de reserva energética, como centrais de cogeração que podem trabalhar apenas em determinados períodos para suprir os picos de procura de energia, usar baterias elétricas que atingem preços imensuráveis ou usar centrais hidroelétricas reversíveis que podem armazenar a produção de eletricidade em excesso, evitando a necessidade de desligar a produção elétrica de origem eólica.

Neste sentido, esta tese centra-se na conceção de um modelo computacional para otimizar a integração de parques eólicos com centrais hídricas reversíveis, considerando o funcionamento em regime de mercado, com o objetivo de maximizar o retorno. O modelo será implementado na linguagem de programação *Xpress-Mosel* através do *software* XPRESS-IVE.

É também brevemente apresentado o sistema de energia elétrico nacional, os aproveitamentos eólicos, hídricos e a sua integração, e o mercado ibérico de energia.

Por fim, são apresentados vários cenários e análise de resultados.

Palavras-chave: Modelo de Otimização, Central Hidroelétrica Reversível, Parque Eólico, Mercado Ibérico de Eletricidade, Armazenamento de Energia.

Índice

Agradecimentos.....	i
Abstract	ii
Resumo	iii
Índice.....	iv
Índice de Figuras	vii
Índice de Tabelas.....	ix
Lista de Acrónimos e Abreviaturas	x
1. Introdução.....	1
2. Enquadramento.....	4
2.1 Sistema de Energia Elétrica.....	4
2.1.1 Estrutura	4
2.1.2 Diagrama de Carga.....	5
2.1.3 Estatísticas do Setor Elétrico em Portugal.....	6
2.1.4 Programa Nacional de Barragens	7
2.2 Energia Eólica	7
2.2.1 Recurso Eólico	8
2.2.2 Tecnologia.....	9
2.3 Energia Hídrica.....	10
2.3.1 Conversão de Energia.....	11
2.3.2 Centrais Hidroelétricas	11
2.4 Integração dos Aproveitamentos Eólicos e Hídricos.....	12
2.5 Mercado Ibérico de Eletricidade	13
2.5.1 Principais Factos Históricos	13
2.5.2 Estrutura do Mercado Elétrico.....	14
3. Descrição do Caso de Estudo.....	16
3.1 Sistema Renovável	16
3.2 Alternativas ao Sistema Renovável	19

4. Formulação do Problema	22
4.1 Parâmetros	22
4.2 Variáveis.....	23
4.3 Função Objetivo	28
4.4 Restrições	29
5. Formulação das Variantes do Problema	30
5.1 Parque Eólico Isolado.....	30
5.2 Sistema Renovável + Rede.....	30
5.3 CHR + Rede	31
6. Metodologia para Obtenção de Soluções.....	33
6.1 Heurística	33
6.2 Avaliação da Heurística.....	36
7. Interface	37
8. Aplicação da Metodologia.....	42
8.1 Ano de 2008	44
8.1.1 Regime de Preços	44
8.1.2 Parque Eólico Isolado.....	44
8.1.3 Sistema Renovável	45
8.1.4 Sistema Renovável + Rede.....	48
8.1.5 CHR + Rede	51
8.2 Resultados Globais.....	53
8.2.1 Regime de Preços da Eletricidade ao Longo do Estudo.....	53
8.2.2 Parque Eólico Isolado.....	55
8.2.3 Sistema Renovável	57
8.2.4 Sistema Renovável + Rede.....	59
8.2.5 CHR + Rede	61
8.2.6 Resultados Líquidos dos Sistemas.....	63
8.2.7 Preço Médio da Venda de Eletricidade à Rede, e da Bombagem e Turbinagem de Água	

8.2.8	Valores de Energia Elétrica Gerada e Armazenada.....	67
9.	Conclusão	71
10.	Bibliografia.....	74
	Anexos.....	78
	Anexo I – Ciclo diário para clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTN) em Portugal Continental	78
	Anexo II – Produção Elétrica do Parque Eólico em Estudo.....	78
	Anexo III – Resultados da Abordagem Otimização + Programação Linear para o Sistema Renovável e suas Variantes	79

Índice de Figuras

Fig. 1 - Sistema de energia elétrica.	5
Fig. 2 - Diagrama de carga visto da rede de transporte, no dia 30 de dezembro de 2014.	6
Fig. 3 - Atlas português do vento	8
Fig. 4 - Esquema de uma cabina de turbina eólica	10
Fig. 5 - Esquema de uma central hidroelétrica	12
Fig. 6 - Energia elétrica gerada no parque eólico entre 1 de janeiro e 6 de janeiro de 2012	17
Fig. 7 - Esquema representativo do sistema renovável em estudo	17
Fig. 8 - Preço da energia elétrica entre 1 de janeiro e 6 de janeiro de 2012	18
Fig. 9 - Esquema representativo da variante sistema renovável + rede em estudo.	20
Fig. 10 - Esquema representativo da variante central hídrica reversível + rede em estudo.	20
Fig. 11 - Esquema representativo da variante parque eólico isolado em estudo.	20
Fig. 12 - Esquema representativo da lógica de tomada de decisões criada.	35
Fig. 13 - Página inicial da interface	37
Fig. 14 - Janela da interface parâmetros da barragem	38
Fig. 15 - Janela inicial da Interface após se preencher os dados	39
Fig. 16 - Janela inicial da Interface após a resolução do problema	39
Fig. 17 - Janela de resultados	40
Fig. 18 - Janela dos gráficos	40
Fig. 19 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem heurística para o Sistema Renovável	46
Fig. 20 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem otimização + programação linear para o Sistema Renovável.	47
Fig. 21 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem heurística para o Sistema Renovável + Rede.	49
Fig. 22 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem otimização + programação linear para o Sistema Renovável + Rede	50
Fig. 23 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem heurística para o Sistema CHR + Rede	51

Fig. 24 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem otimização + programação linear para o Sistema CHR + Rede.....	52
Fig. 25 - Resultados Líquidos de todos os sistemas ao longo do estudo	63
Fig. 26 – Preço médio de cada ocorrência para o Sistema Renovável	65
Fig. 27 - Preço médio de cada ocorrência para o Sistema Renovável + Rede.	66
Fig. 28 - Preço médio de cada ocorrência para a CHR + Rede.	67
Fig. 29 - Eletricidade produzida e armazenada no SR.	68
Fig. 30 - Eletricidade produzida e armazenada no SR+R.	69
Fig. 31 - Eletricidade produzida e armazenada na CHR+R.	70
Fig. 32 - Produção elétrica no parque eólico no ano de 2012	78

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Exemplo da gestão do sistema renovável para o dia 42 de 2008	25
Tabela 2 - Exemplo da gestão do sistema renovável para o dia 43 de 2008	26
Tabela 3 - Valores atribuídos aos parâmetros do Sistema Renovável.....	42
Tabela 4 - Valores atribuídos aos parâmetros do Sistema Renovável + Rede e CHR + Rede.....	43
Tabela 5 - Número de horas em que o preço da energia elétrica é superior/inferior a "X" €/MWh.	44
Tabela 6 - Resultados do sistema Parque Eólico Isolado em 2008.	45
Tabela 7 - Resultados obtidos com o modelo computacional para o Sistema Renovável em 2008.....	47
Tabela 8 - Resultados obtidos com o modelo computacional para o Sistema Renovável + Rede em 2008.....	50
Tabela 9 - Resultados obtidos com o modelo computacional para a CHR + Rede em 2008	52
Tabela 10 – Regime de preços da eletricidade ao longo do estudo.....	54
Tabela 11 - Resultados Globais do Parque Eólico entre 2008 e 2014.....	56
Tabela 12 - Resultados Globais do Sistema Renovável entre 2008 e 2014.....	58
Tabela 13 - Resultados Globais do Sistema Renovável+Rede entre 2008 e 2014	60
Tabela 14 - Resultados Globais da CHR+Rede entre 2008 e 2014.....	62
Tabela 15 - Ciclo diário para clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTN) em Portugal Continental.....	78
Tabela 16 - Resultados Globais do Sistema Renovável entre 2008 e 2014 (Abordagem Otimização + Programação Linear)	79
Tabela 17 - Resultados Globais do Sistema Renovável + Rede entre 2008 e 2014 (Abordagem Otimização + Programação Linear)	80
Tabela 18 - Resultados Globais da CHR + Rede entre 2008 e 2014 (Abordagem Otimização + Programação Linear	81

Lista de Acrónimos e Abreviaturas

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

SEE – Sistema de Energia Elétrica

PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas

PNBEPH – Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico

PNAER 2020 – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

OMI – Operador de Mercado Ibérico

OMIP – Operador de Mercado Ibérico de Energia – Polo Português

OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energia – Polo Español

REN – Redes Energéticas Nacionais

REE – Red Eléctrica de España

PE – Parque Eólico

CHR – Central Hídrica Reversível

BTN – Baixa Tensão Normal

BTN – Baixa Tensão Especial

GUI – Guided User Interface

O&M – Operação e manutenção

APREN – Associação Portuguesa De Energias Renováveis

SR – Sistema Renovável

R – Rede

1. Introdução

Um dos desafios mais críticos da nossa Era é garantir a segurança e sustentabilidade energética. Esta questão essencial tem motivado várias discussões que se podem resumir a três simples pontos (MacKay, 2009):

1. Sabe-se que os combustíveis fósseis são um recurso finito, parece óbvio que o petróleo e gás baratos já acabaram, originando nações inteiras a procurar fontes de energia alternativas. Só nos últimos 10 anos o preço do barril de petróleo mais que duplicou, enquanto o preço do gás natural subiu em mais de 60% (Barchart Market Data Solutions, 2014).
2. Pretende-se ter um sistema de abastecimento energético fiável, mesmo que os combustíveis fósseis continuem disponíveis algures no planeta, não se poderá continuar a ter uma economia dependente de humores ou ditames de políticos dos países produtores. Por exemplo, em 2011 alterações políticas verificadas em vários países do Médio Oriente e do Norte de África, causaram uma subida forte do preço do barril de petróleo associada à incerteza da estabilidade do fornecimento.
3. Sabe-se que o uso de combustíveis fósseis tem impacto sobre o clima, e assim para minimizar este efeito, têm-se obrigatoriamente de arranjar novas formas de obtenção de eletricidade.

Como resposta a este desafio vários países, incluindo Portugal, concentraram a sua estratégia energética nas fontes renováveis. O investimento nacional incidiu especialmente na vertente da energia eólica e hídrica, no final de 2014 a geração de eletricidade pelos aerogeradores já representava mais de 23% enquanto a geração de eletricidade pelas centrais hídricas representava cerca de 30% do consumo total de eletricidade (APREN, 2014).

Porém, o aproveitamento destas fontes renováveis tem características que diferem das fontes convencionais de geração de energia elétrica, podendo gerar conflito entre a oferta e a procura, devido ao seu carácter intermitente e aleatório, o que poderá originar perturbações na frequência da rede elétrica acarretando graves problemas aos consumidores. Estes problemas são contudo minimizados com o aperfeiçoamento das técnicas de previsão de ocorrência dos recursos renováveis.

A expansão prevista da geração elétrica de origem eólica irá aumentar a probabilidade da ocorrência dos fenómenos citados, em especial nos períodos de baixo consumo que normalmente coincidem com os períodos de maior disponibilidade eólica (COBA, PROCESL, DGEG, REN e Instituto da Água, 2007).

Com o aumento da penetração de energias renováveis variáveis, como é o caso da eólica, torna-se obrigatório introduzir flexibilidade na rede elétrica, ou seja, dar resposta às necessidades dos consumidores e às evoluções previstas para o sistema electroprodutor. Uma das soluções quando ocorre o excesso de geração é cortar a produção eólica, o que implica o aumento de consumo de energia elétrica com origem em fontes não renováveis e o desperdício do recurso renovável. A outra opção mais promissora para flexibilizar o sistema electroprodutor é armazenar a energia elétrica que excede a procura. Nesta área existem diversas tecnologias com vantagens, desvantagens e características distintas das quais se salientam as baterias eletroquímicas, hidrogénio, volantes de inércia, ar comprimido, térmica, ultra condensadores e bombagem hidroelétrica.

Dessas tecnologias a mais adotada para evitar a interrupção de geração de origem eólica é a bombagem hidroelétrica, pela sua grande capacidade de armazenamento e elevado rendimento. Além disto, como a velocidade do vento e as afluências têm variações médias ao longo do ano com uma elevada correlação, demonstra-se que existe dependência entre os dois fenómenos, tornando a capacidade de armazenagem associada às hídricas a ferramenta ideal para ajustar a curva do consumo à de produção pelas centrais eólicas (Levine, 2003).

Seguindo essa linha de pensamento, em Portugal, já estão a ser construídas novas centrais hídricas reversíveis e algumas das centrais hídricas de albufeira convencionais têm sido requalificadas para terem capacidade de bombagem. Na exploração destas centrais, inseridas no Mercado Ibérico de Eletricidade, ter-se-á que decidir, diariamente, quando se compra e vende energia elétrica para realizar geração e bombagem.

Neste sentido, esta dissertação tem por finalidade o estudo desta integração da geração de energia elétrica de origem eólica com as centrais hídricas reversíveis, pretendendo demonstrar as vantagens na utilização destas fontes de energia combinadas, na perspetiva da maximização dos resultados operacionais de comercialização de energia elétrica. Deste modo, procede-se à conceção de um modelo computacional, utilizando a linguagem de programação *Xpress-Mosel*, que auxilia a tomada de decisão na exploração das centrais hídricas reversíveis atendendo à variabilidade de produção elétrica dos parques eólicos e dos preços da energia elétrica no mercado *spot* do Mercado Ibérico de Eletricidade.

O mercado *spot* é marginalista, ou seja, o preço final da eletricidade é determinado pela relação entre oferta e procura, e pela utilidade (medida de satisfação) que a energia elétrica tem para cada consumidor ao longo do tempo (Rhoads). Por exemplo, durante o período noturno espera-se que o preço da eletricidade seja mais baixo do que durante o período diurno pois o consumo energético geralmente decresce com a diminuição da atividade biológica humana. Este mercado não reflete todos os custos de produção por ser influenciado por contratos de aquisição de energia, custos de manutenção do equilíbrio contratual e por outros mecanismos de caráter político. Um mercado realista, embora tenha uma mesma variabilidade horária e sazonal, terá de ter preços de eletricidade mais elevados. Por essa razão, o modelo computacional desenvolvido não irá avaliar a viabilidade do projeto de investimento na central hídrica reversível.

O modelo é concebido recorrendo inicialmente às características da albufeira do Catapereiro, a sete anos de dados com preços da energia elétrica, hora a hora, retirados do *site* do Mercado Ibérico de Eletricidade e a valores de energia elétrica gerada por um parque eólico de 10 MW de potência instalada.

Assim, para esta tese considera-se um sistema constituído por um parque eólico de 10 MW e por uma central hídrica reversível com a mesma potência instalada, este sistema apenas injeta na rede eletricidade gerada pelo parque eólico, diretamente ou depois de armazenada na albufeira. A decisão de injeção ou de armazenamento dessa energia, para injeção futura, é tomada consoante o preço de mercado. Após se desenvolver o modelo composto por este sistema renovável são criadas novas variantes onde já se assume a possibilidade da central hídrica reversível também utilizar energia elétrica adquirida à rede para bombear água, um sistema composto apenas pela central hídrica ligada à rede e a situação do parque eólico apenas conectado à rede elétrica. Os sistemas estudados são de pequena dimensão pelo que não se assume que influenciem a procura energética.

Após o estudo dos sistemas verifica-se um aumento do retorno financeiro da energia produzida no parque eólico com a implementação do armazenamento e encontra-se uma correlação positiva entre o aumento do afastamento entre os valores máximos (horas de ponta) e mínimos (horas de vazio) dos preços de eletricidade e o retorno alcançado.

Esta dissertação desenvolve-se em dez capítulos:

– No capítulo 2, apresenta-se um enquadramento dos conceitos abordados ao longo do trabalho. Expõe-se o setor elétrico português. Analisa-se o aproveitamento do recurso eólico e hídrico, focando a perspetiva tecnológica. Neste capítulo também se explica segundo uma visão geral o que são e como se operam as centrais hídricas reversíveis. O Mercado Ibérico de Eletricidade constitui o tema final deste capítulo, apresentando-se as suas principais características.

Otimização em Regime de Mercado da Produção de Eletricidade num Parque Eólico com Bombagem Associada

- No capítulo 3, descreve-se o cenário e motivação do caso de estudo sistema parque eólico/central hídrica reversível e suas variantes.
- No capítulo 4, expõe-se a formalização do problema de otimização, de acordo com as restrições técnicas impostas pelos equipamentos., para o sistema constituído pelo parque eólico e a central hídrica reversível.
- No capítulo 5, formaliza-se a solução do problema, para cada variante do sistema renovável, isto é, Sistema Renovável + Rede, Central Hídrica Reversível + Rede e Parque Eólico Isolado.
- No capítulo 6, explica-se a estratégia tomada para obter resultados para o problema em estudo.
- No capítulo 7, apresenta-se a interface desenvolvida para facilitar a operação do modelo computacional.
- No capítulo 8, exibem-se os resultados do problema de otimização para cada cenário ao longo dos vários anos.
- No capítulo 9, enunciam-se as principais conclusões deste estudo e referem-se sugestões de desenvolvimento futuro.
- Por fim, no capítulo 10 faz-se uma revisão das fontes bibliográficas consultadas para o desenvolvimento desta dissertação.

2. Enquadramento

Neste capítulo são introduzidos alguns conceitos necessários para a compreensão do trabalho realizado. Assim começa-se por explicar resumidamente o sistema de energia elétrica português, qual a sua estrutura, estatísticas dos últimos anos e resumidamente o plano nacional de barragens. Com isto, é possível identificar quais as tecnologias com maior peso na produção atual de eletricidade e qual o papel reservado à bombagem hidroelétrica no futuro. De seguida, aborda-se a energia eólica e hídrica devido ao papel importante que têm hoje na produção de energia e porque é fundamental esclarecer como se explora cada um destes recursos de forma a se entender como se faz a integração dos seus aproveitamentos.

Na integração dos aproveitamentos hídricos e eólicos é resumidamente referido como funciona a bombagem hidroelétrica. A parte final deste capítulo estuda o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) visto que a forma de produção de eletricidade estudada neste trabalho se encontra em regime de mercado.

2.1 Sistema de Energia Elétrica

O Sistema de Energia Elétrica (SEE) corresponde ao conjunto de equipamentos e instalações que operam de forma coordenada com o objetivo de gerar, transmitir e fornecer energia elétrica aos consumidores. Engloba as centrais produtoras, as redes de transporte e as redes de distribuição de energia elétrica (Universidade Federal de Santa Catarina, 2015).

2.1.1 Estrutura

A energia elétrica é gerada através de diferentes fontes de energia primária e diferentes tecnologias. Atualmente, utiliza-se muitas vezes a classificação destas tecnologias em renováveis e não renováveis.

As tecnologias renováveis utilizam recursos que são repostos durante o tempo de vida do homem, nomeadamente, as energias hídrica, eólica, solar, geotérmica, da biomassa, das ondas e das marés. As tecnologias não renováveis recorrem a fontes de energia que não são repostas durante o período de tempo correspondente ao tempo de vida do ser humano. Compreendem tipicamente a energia química dos combustíveis fósseis e a energia nuclear dos materiais cindíveis.

A produção de energia elétrica ocorre sobretudo em centrais elétricas de grande dimensão, como é o caso das centrais térmicas ou hídricas. A energia elétrica depois de gerada é entregue à rede de transporte e por meio de transformadores, passa às redes de distribuição as quais a conduzem até aos consumidores.

Quando a energia elétrica é gerada em instalações de produção de baixa potência de natureza descentralizada, como as pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), parques eólicos, centrais solares fotovoltaicas ou de cogeração, a energia elétrica é transmitida à rede de distribuição (Sucena Paiva, Sistema de Energia Elétrica: Estrutura, 2005).

Na figura 1, está esquematizada a estrutura do SEE.

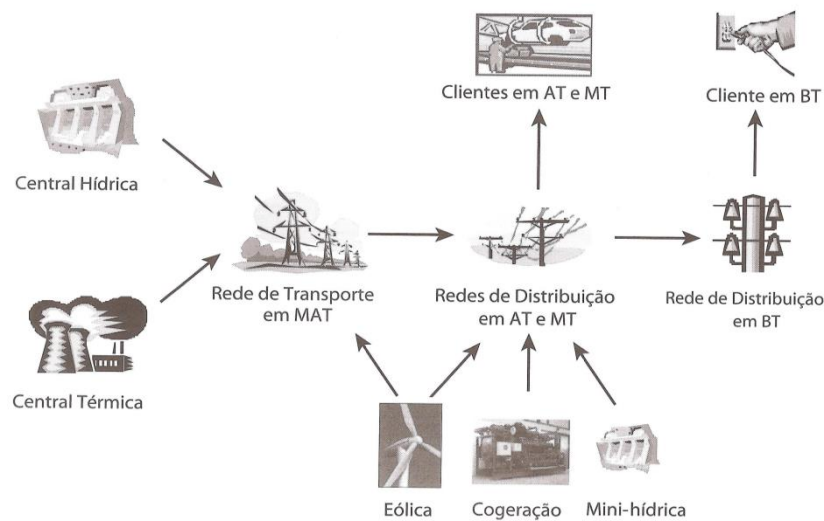


Fig. 1 - Sistema de energia elétrica.
Adaptado de (Sucena Paiva, Sistema de Energia Eléctrica, 2005)

Na representação da figura 1 verificam-se as ligações entre as centrais elétricas de grande dimensão e as redes de transporte em muita alta tensão, e as ligações entre as instalações de produção de baixa potência de natureza descentralizada e as redes de distribuição em alta e média tensão. Estas redes de distribuição estão por sua vez conectadas à rede de distribuição em baixa tensão, que conduzem a energia elétrica gerada nas centrais até aos consumidores domésticos. As redes de distribuição em alta e média tensão podem fornecer diretamente energia elétrica aos clientes em alta e média tensão, como é o caso de algumas indústrias, grandes hospitais e grande hotelaria.

2.1.2 Diagrama de Carga

Um SEE fornece aos seus consumidores a cada instante de tempo o nível de potência necessária para ligarem os seus equipamentos. Este nível de potência designa-se por carga do sistema e a sua previsão e modelação são fundamentais para a correta exploração do SEE. Para tal é comum utilizar-se o diagrama de cargas, uma função que traduz a variação da energia consumida ao longo do tempo. (Barbosa, 2004)

Na figura 2 apresenta-se a título de exemplo o diagrama de carga em Portugal continental do Sistema Elétrico nacional visto da rede de transporte, no dia 30 de Dezembro de 2014. Nesta figura verifica-se uma potência máxima (ponta) de 9070 MW, às 21:00 horas, e um consumo de energia de 147,6 GWh.

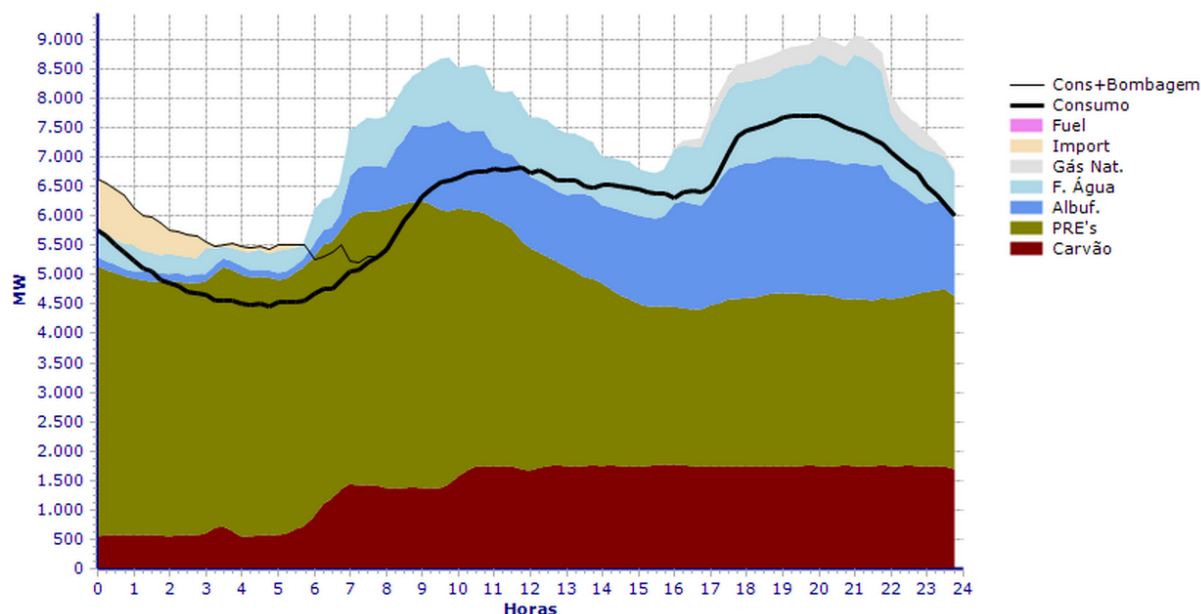


Fig. 2 - Diagrama de carga visto da rede de transporte, no dia 30 de dezembro de 2014.
(REN, 2014)

As diferentes cores no diagrama representam os meios de produção de energia que injetaram eletricidade na rede elétrica. A linha grossa a preto no diagrama indica o consumo de energia elétrica a cada instante de tempo, toda a produção elétrica acima dessa linha foi exportada. A linha mais fina assinala o consumo mais a parcela de energia utilizada para bombagem hidroelétrica. Na base do diagrama representam-se os meios de produção de energia utilizados continuamente no tempo, como é o caso do carvão.

A cava no diagrama permite identificar as horas de vazio, entre as 0:00h e as 2:00h, entre as 6:00h e as 8:00h e entre as 22:00h e as 24:00h e as horas de super vazio entre as 2:00h e as 6:00h. Nestes períodos o preço da energia é menor porque o consumo é baixo. Nos períodos de maior consumo, horas de ponta, entre as 9:30h e as 12:00h e entre as 18:30h e as 21:00h o preço é mais elevado.

2.1.3 Estatísticas do Setor Elétrico em Portugal

Ao se analisar a evolução da produção da energia elétrica em Portugal verifica-se um aumento da geração por meio de gás natural, a partir do final da década de 90. Observa-se também uma diminuição sustentada do consumo de petróleo, uma relativa estabilização da produção baseada em carvão e um aumento sustentado das energias renováveis desde o início do milénio.

Em 2014, a eletricidade de origem renovável produzida em Portugal foi responsável por 31.269 GWh, 62,3% do total energia elétrica consumida, o que representa um aumento de quase 4 % em relação a 2013, a restante produção elétrica deveu-se a importação, 1,8% (899 GWh), e a produção de origem fóssil, 18057 GWh (36%). Da produção de eletricidade renovável as grandes contribuições provieram da grande hídrica, 14.664 GWh, e da eólica com 11813 GWh. A térmica renovável correspondeu a 2.697 GWh e a solar fotovoltaica a 587 GWh. Estes valores elevados de produção renovável evitaram que se importassem 1.500 M€ de carvão, gás natural ou eletricidade de Espanha. (APREN, 2014)

2.1.4 Programa Nacional de Barragens

As estatísticas mencionadas na secção anterior permitem concluir que a eletricidade de origem renovável tem nos dias de hoje uma grande importância no setor elétrico português, sendo um contributo fundamental para a redução da dependência energética e redução das emissões de CO₂. Para aumentar esta produção de eletricidade de origem renovável proveniente de recursos endógenos, a estratégia nacional passa sobretudo pela construção de novos aproveitamentos hidroelétricos justificados pelo facto de Portugal estar neste momento a usar menos de 50 % do seu potencial hídrico, um dos índices mais baixos da Europa (Sá da Costa, 2012).

Com base neste facto foi apresentado, em 2007, o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), tendo como objetivo identificar e definir prioridades para os investimentos a realizar em aproveitamentos hidroelétricos no horizonte 2007-2020. Em 2013, estes valores foram revistos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020 (PNAER 2020), devido à revisão em baixa dos pressupostos de consumo de energia primária e final, provocados pela situação económica nacional. A meta atual para a capacidade hidroelétrica é 8.536 MW em 2020 e está enquadrada numa série de compromissos internacionais que Portugal assumiu, dos quais se destaca a Diretiva 2012/27/UE e a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu que impõe como objetivo que 20% no consumo global de energia elétrica na União Europeia até 2020 seja proveniente de fontes renováveis (Vaz, 2010).

O plano a desenvolver assenta em prioridades da política energética nacional como:

1. Garantir a segurança do abastecimento de energia. Através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos e da produção da eficiência energética, tanto na cadeia da oferta como na procura de energia.
2. Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas.
3. Garantir a adequação ambiental do processo de produção de energia elétrica, reduzindo os impactos ambientais, particularmente no que respeita à intensidade carbónica do PIB.

Após ter sido avaliada a situação atual em termos de aproveitamentos hidroelétricos existentes, verificou-se que a potência instalada é de 4.975 MW, sendo insuficiente para a meta definida da componente hídrica. Isto levou à necessidade de se construírem novos aproveitamentos que, além de produzirem energia, permitam maximizar a energia obtida por fonte eólica, armazenando-a quando em excesso através de bombagem hidroelétrica, bem como ao reforço de barragens já existentes através dos recursos hídricos nacionais (COBA, PROCESL, DGEG, REN e Instituto da Água, 2007).

A bombagem hidroelétrica torna-se deste modo um dos pilares do PNBEPH e do PNAER 2020 colmatando a variabilidade da produção eólica e ajustando a curva de produção de eletricidade à da procura. Em 2020, perspetiva-se que a capacidade reversível corresponda a 4.004 MW e que a potência eólica corresponda a 5.300 MW. Para a potência das centrais mini-hídricas pretende-se alcançar 400 MW (Governo de Portugal, 2013).

2.2 Energia Eólica

Atualmente a energia eólica é vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por ser uma tecnologia madura, pela segurança do aprovisionamento energético e pela sustentabilidade ambiental e viabilidade económica. Em 2014 a potência instalada total de energia eólica no mundo já ultrapassava os 369 GW (GWEC, 2015).

2.2.1 Recurso Eólico

Os ventos são causados por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, devidas à radiação solar recebida na Terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares.

A 10 km da superfície da Terra, quase no topo da Troposfera, os ventos são mais fortes, mais constantes e mais persistentes. Porém, nessas zonas não é possível colocar conversores eólicos, o espaço útil encontra-se reduzido a dezenas de metros no solo. A estas alturas, o vento é diretamente afetado pela rugosidade da superfície terrestre, o que provoca uma diminuição na sua velocidade.

Nos primeiros estudos sobre o potencial da energia eólica para gerar eletricidade, utilizaram-se registos provenientes de estações meteorológicas, contudo estes dados meteorológicos conduziram à avaliação por defeito do recurso existente. Visto que, as estações meteorológicas não se encontram nos sítios com mais vento, pois o seu objetivo principal é a medição de dados para a aviação, agricultura, previsão do tempo e não a avaliação do potencial de conversão eólica em energia elétrica.

Com o objetivo de corrigir esta situação, em 1989, foi publicado o “Atlas Europeu do Vento”. Este Atlas apresenta uma panorâmica geral do recurso eólico na Europa Ocidental, em termos de velocidade média anual (m/s) e densidade de potência média anual (W/m^2) à altura de 50 metros para diferentes condições topográficas. Estes dados foram obtidos através de torres meteorológicas equipadas com anemómetros e cata-ventos, sendo depois corrigidos para levar em conta os efeitos da topografia e extrapolados para outras áreas.

Em Portugal também se criou um instrumento de avaliação do potencial eólico com vista à produção de energia elétrica. Várias instituições das quais se destaca o LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia), dedicaram-se à realização sistemática de medições da velocidade do vento, originando assim o “Atlas Português do Vento” (Castro R. , Atlas do Vento, 2011). Na figura 3 é apresentado, a título de exemplo, o “Atlas Português do Vento”.

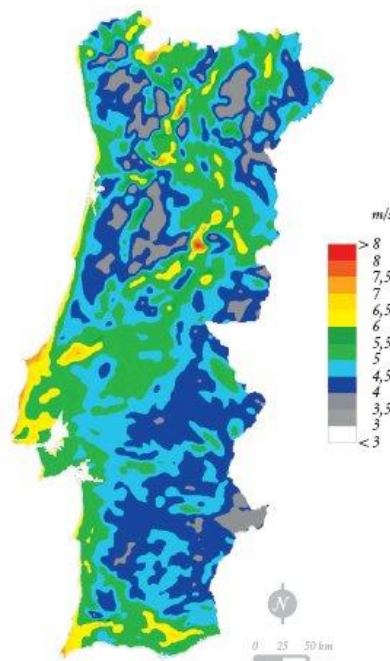


Fig. 3 - Atlas português do vento
(Soeiro de Brito)

Na figura 3, pode-se concluir que as maiores velocidades médias anuais do vento, em Portugal, encontram-se junto ao litoral oeste, na zona centro, e em algumas regiões do interior norte. Geralmente, estes valores situam-se entre os 6 e os 7 m/s (medições realizadas a 60 metros de altura).

2.2.2 Tecnologia

O sistema de conversão de energia eólica mais comum nos dias de hoje segue o modelo do gerador criado em 1957, na Dinamarca, pelo engenheiro Johannes Juul, ou seja, a turbina eólica de eixo horizontal de 3 pás ou aerogerador. A sua função é transformar a energia cinética do vento em energia mecânica, e de seguida em energia elétrica.

Desses aerogeradores, existem três como aplicação industrial; máquinas assíncronas, com e sem controlo de ângulo de *pitch*, máquinas assíncronas duplamente alimentadas e máquinas síncronas de velocidade variável.

Apesar das diferenças, todos os aerogeradores dividem-se principalmente em três partes: rotor, cabina e torre (Castro R. , Componentes do Sistema, 2011).

Rotor

O rotor de uma turbina eólica permite converter a energia cinética do vento em energia mecânica. É constituído por pás ligadas ao cubo do rotor.

As pás do rotor são uma parte crucial das turbinas eólicas e o seu perfil é semelhante às asas dos aviões. Utilizam o mesmo princípio *lift* das aeronaves, ou seja, por baixo da asa o fluxo de ar produz pressão e por cima da asa produz-se vácuo, a interação destas forças faz o rotor girar. O rendimento da turbina aumenta com o número de pás, contudo o número mais comum de pás nos aerogeradores é três, pela relação custo \times benefício. Os materiais mais utilizados no fabrico das pás das turbinas eólicas são os compostos sintéticos, nomeadamente plásticos reforçados com fibra de vidro com uma estrutura de aço e balsa que lhe conferem alguma rigidez e flexibilidade. A principal vantagem destes materiais é a sua maleabilidade, o que facilita o fabrico das pás.

Cabina

Na cabina ou *nacelle* estão alojados o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (que nem sempre existe), o gerador e o mecanismo de orientação direcional.

Destes constituintes da cabina, o veio principal de baixa rotação transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades e esta adapta a frequência do rotor da turbina à frequência da rede elétrica de 50 Hz.

O gerador pode ser assíncrono, tendo como vantagem uma ligação mais flexível, ou síncrono com uma ligação mais rígida não se adaptando tão bem às variações do vento. A sua função é converter a energia mecânica disponível no veio de alta rotação em energia elétrica.

Para o rotor se encontrar alinhado com a direção do vento, de forma a extrair a máxima energia possível, existe um sistema de orientação, que em face da informação recebida de um setor de direção do vento, roda a cabina e o rotor até que a turbina fique na posição adequada. Além disto, no cimo da cabina também se encontra montado um anemómetro e um sensor de direção do vento. As medidas da velocidade do vento são utilizadas pelo sistema de controlo para efetuar o controlo da turbina, ou seja, para iniciar o funcionamento, a partir da velocidade de aproximadamente 3,5 m/s e realizar a paragem, para ventos superiores a cerca de 25 m/s.

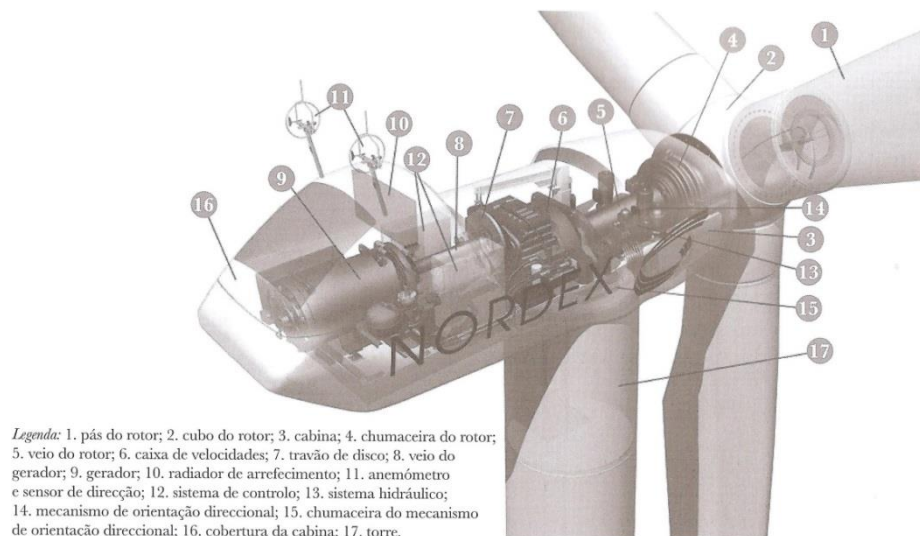


Fig. 4 - Esquema de uma cabina de turbina eólica
(Castro R. , 2011)

Na figura 4, encontra-se representada uma cabina de uma turbina eólica. Alguns dos componentes supramencionados, como caixa de velocidades, gerador e anemómetro, estão indicados no esquema com os números 6, 9 e 11, respetivamente. Contudo, como se pode verificar facilmente na figura, além dos constituintes referidos ainda existem muitos outros com funções essenciais para a produção de eletricidade nos aerogeradores.

Torre

A torre tem um formato tubular e a sua função é suportar a cabina e elevar o rotor até uma cota em que a velocidade do vento seja maior e menos perturbada do que junto ao solo. As torres recentes podem ter mais de cem metros de altura, o que obriga a um dimensionamento rigoroso de forma a suportarem cargas consideráveis e para resistirem à exposição das condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em vinte anos.

2.3 Energia Hídrica

A Energia Hídrica é obtida a partir da energia potencial de uma massa de água e pode ser convertida em energia mecânica (pela rotação de um eixo) através de turbinas hidráulicas. Por sua vez estas podem gerar energia elétrica, por meio de um gerador, como acontece nos aproveitamentos hidroelétricos.

Este tipo de aproveitamento energético tornou-se, desde o início do século XX, uma das formas privilegiadas de produção de energia elétrica. De facto, nos anos 50/60, em Portugal, a quase totalidade do consumo era assegurado por centrais hidroelétricas utilizando-se apenas centrais térmicas para apoio em períodos de seca (Dunca, Gomes, & Pires, 2013).

2.3.1 Conversão de Energia

As potencialidades de produção de energia hidroelétrica estão diretamente relacionadas com a orografia do território. A energia potencial da massa de água será maior quanto maior for o desnível entre a albufeira e o rio, a jusante da central, e com os recursos hídricos superficiais disponíveis, que por sua vez determinam os volumes turbináveis e a sua distribuição ao longo do ano.

A energia potencial da massa de água é traduzida por:

$$E_p = mgh \quad (1)$$

Onde m representa a massa de água (em kg), g a aceleração da gravidade (em m/s^2) e h a altura da queda de água (em metros).

A energia potencial da massa de água influencia, fortemente, a potência energética que se pode gerar nos aproveitamentos hidroelétricos. Por sua vez a potência é obtida pela seguinte expressão:

$$P = \frac{dE_p}{dt} = \rho ghQ \quad (2)$$

Onde Q representa o caudal (m^3/s) e ρ a massa volúmica da água (kg/m^3).

Geralmente os aproveitamentos hidroelétricos compreendem barragens, de forma a reter água sob a forma de energia potencial, numa cota elevada. A água é depois libertada do reservatório fluindo através de turbinas, numa cota inferior, e por meio de geradores a energia mecânica da turbina é convertida em energia elétrica. Neste processo perde-se geralmente entre 10% a 20% do rendimento (Silva, Familiar, Saleiro, Pereira, Santos, & Cruz, 2010).

2.3.2 Centrais Hidroelétricas

As centrais hidroelétricas classificam-se quanto ao aproveitamento como centrais de fio de água ou centrais com regularização.

As centrais de fio de água não têm capacidade de armazenar água. Assim, se o volume excede os limites para os quais foram dimensionadas, a água é turbinada ou descarregada.

As centrais com regularização possuem capacidade de armazenamento e podem regular os fluxos de água, de modo a utilizá-los quando for mais conveniente. Com efeito, estas centrais armazenam nas albufeiras a água durante o inverno, de modo a poderem fornecer energia nos períodos de menor pluviosidade. O objetivo principal desta medida consiste em manter a potência total útil em níveis suficientes para responder às pontas dos diagramas de carga, aquando da solicitação do Centro de Despacho.

A classificação das centrais portuguesas é feita de acordo com a duração do esgotamento das respetivas reservas de água, supostas inicialmente cheias e admitindo que os caudais afluentes, durante o turbinamento, são nulos e que a central trabalha constantemente a plena carga. Nesse definem-se como (Dunca, Gomes, & Pires, 2013):

- Centrais com regularização: aquelas cuja duração do esgotamento é maior ou igual a 100 horas.
- Centrais de afluente: aquelas cuja duração do esgotamento é menor que 100 horas.

As horas de esgotamento são calculadas considerando que as turbinas funcionam com o seu caudal máximo.

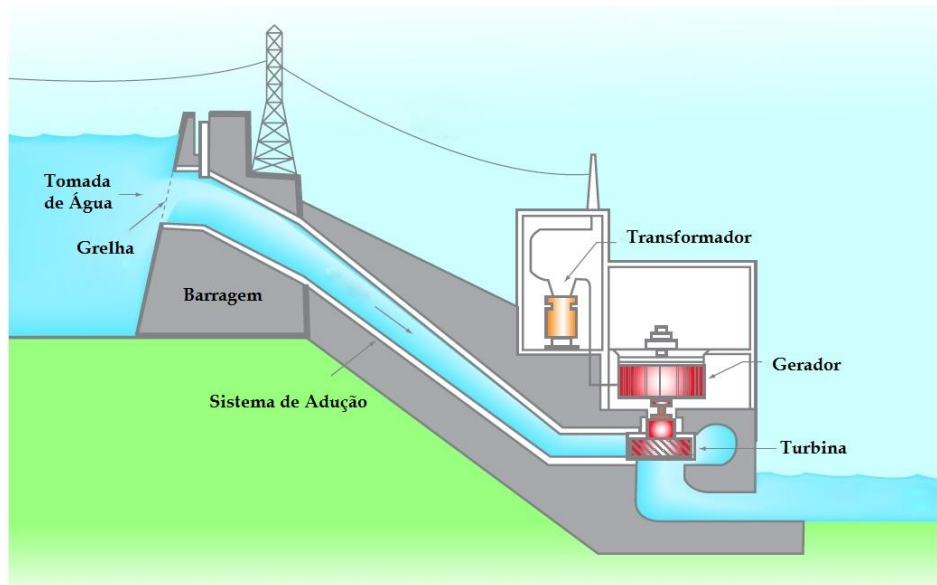


Fig. 5 - Esquema de uma central hidroelétrica
Adaptado de (Ontario Power Generation Inc., 2014)

Na figura 5, pode-se observar um esquema de uma central hidroelétrica. Os principais componentes de uma central hidroelétrica são a barragem, sistema de adução e tomada de água, e central onde está o gerador e a turbina (Castro R. , Equipamento Mecanoelétrico, 2011).

As barragens são constituídas em betão ou material incoerente, e servem para barrar o caminho à água criando condições para a captar e armazenar, criando uma albufeira.

O sistema de adução consiste em tubagens que transportam a água desde o local de captação até à turbina.

O sistema de tomada de água compreende estruturas a montante dos aproveitamentos hidráulicos com finalidades diferentes que vão desde o abastecimento público, à rega e à produção hidroelétrica.

A turbina hidráulica transforma a energia de pressão e a energia cinética de um fluxo de água em energia mecânica.

O gerador converte a energia mecânica da turbina em energia elétrica.

2.4 Integração dos Aproveitamentos Eólicos e Hídricos

Pela estratégia adotada no PNBEPH, o aumento da capacidade eólica será complementada pelo aumento da capacidade hidroelétrica, através de centrais hídricas reversíveis (COBA, PROCESL, DGEG, REN e Instituto da Água, 2007).

Para operarem, estas centrais necessitam de um reservatório a uma cota elevada, reservatório superior, e de outro a uma cota mais baixa, reservatório inferior. Os reservatórios estão interligados por um circuito hidráulico onde existe um conjunto turbina-bomba acoplado a uma máquina elétrica. Desta forma as centrais podem funcionar tanto em modo de geração, quando a água flui do reservatório superior para o reservatório inferior, como em modo de bombagem, quando a água é bombada do reservatório inferior para o reservatório superior. Geralmente, a bombagem faz-se utilizando eletricidade disponível na rede elétrica, o que é frequente no período noturno quando a procura de energia elétrica é menor. A geração de energia elétrica ocorre, na maioria dos casos, quando a procura for mais elevada, o que faz aumentar o seu valor (Cruz, 2012).

As centrais hídricas reversíveis podem agrupar-se em dois tipos:

1. Centrais hídricas reversíveis puras, onde a fonte de energia é apenas a água previamente bombada para o reservatório superior. Tipicamente, nas centrais hídricas reversíveis puras, é utilizado como reservatório inferior o mar ou um lago, sendo aproveitado uma elevação montanhosa para se construir o reservatório superior.
2. Centrais hídricas reversíveis combinadas, onde a fonte de energia é não só a água armazenada no reservatório superior proveniente da bombagem, mas também a água que flui para este através de um curso natural do rio onde está instalada.

2.5 Mercado Ibérico de Eletricidade

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) é um mercado regional de eletricidade, constituído por Portugal e Espanha.

Entrou em funcionamento pleno em 2007, sendo o segundo mercado regional europeu transnacional a ser constituído (o primeiro foi o NordPool). O MIBEL está centrado numa bolsa, gerida pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI), a qual tem dois polos: um em Espanha para os mercados diário e intradiário; outro em Portugal para o mercado a prazo (Sucena Paiva, Mercado Ibérico da Eletricidade, 2007). O seu objetivo primordial é permitir a transação de energia elétrica entre produtores, consumidores e comercializadores que atuem na Península Ibérica, num regime de livre concorrência, transparência, objetividade e eficiência (Comisión Nacional de Energía e Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, 2012).

Das suas principais metas destacam-se (OMIP, 2012):

1. Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
2. Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
3. Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;
4. Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
5. Favorecer a eficiência económica das empresas do sector elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

2.5.1 Principais Factos Históricos

Em novembro de 2001 as administrações de Portugal e Espanha iniciaram formalmente o processo de convergência dos seus sistemas elétricos, com o objetivo de criar um mercado ibérico de eletricidade. Isto ocorreu com a celebração de um protocolo que estabeleceu os alicerces para a cooperação entre as administrações, reguladores e operadores com responsabilidade no setor elétrico, de forma a harmonizar as condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL.

Posteriormente, em outubro de 2002, definiu-se o modelo de organização do MIBEL, assente na existência do OMI.

Em 2004, decorreram mais dois encontros entre representantes dos governos ibéricos para concertar a criação do MIBEL. Nessas ocasiões além de se estabelecerem as modalidades de contratação autorizadas pelo MIBEL, mercado à vista (diário e intradiário), mercado a prazo ou mediante contratação bilateral, procedeu-se à revisão global do projeto de constituição do mercado ibérico da eletricidade e revisão do regime jurídico dos mercados de energia elétrica de ambos os países.

Os Governos de Portugal e Espanha, voltaram, no fim de 2005, a confirmar o empenho na construção do mercado elétrico conjunto, aquando da Cimeira Ibérica de Évora. Nesta cimeira, definiu-se como julho de 2006 a data de arranque do Mercado de Derivados, o que ocorreu a 3 de julho de 2006.

Pouco depois do arranque do Mercado de Derivados, em novembro de 2006, os governos ibéricos voltaram-se a reunir e definiram o ano de 2007 para entrada em vigor do MIBEL.

Após a aprovação do Plano de Compatibilização Regulatória, assinada pelos Governos português e espanhol, o mercado diário ibérico inicia a 1 de julho de 2007 (Costa & Lage).

2.5.2 Estrutura do Mercado Elétrico

O mercado elétrico encontra-se estruturado segundo uma cadeia vertical de atividades relacionadas com a exploração do setor elétrico. Esta cadeia é caracterizada por três vertentes fundamentais (CMVM, ERSE, CNMV e CNE, 2009):

- Produção de Energia;
- Transporte e distribuição;
- Comercialização;

As atividades de comercialização e produção de energia elétrica estão abertas à concorrência, com o intuito de obter maior eficiência na gestão e operação dos recursos utilizados. A produção de energia elétrica em regime de mercado está associada a um mercado grossista, funciona através de um conjunto de modalidades de contratação que se complementam entre si. As atividades de comercialização associam-se a um mercado retalhista, nele os agentes comercializadores concorrem para garantir o fornecimento dos clientes finais. As atividades de transporte e de distribuição estão baseadas na existência de redes que conduzem a energia elétrica desde o local de produção até às instalações consumidoras. Cada atividade é exercida através de uma única concessão exclusiva e em regime de serviço público.

O mercado retalhista compreende duas formas principais de contratação do fornecimento de energia elétrica por parte do consumidor final (CMVM, ERSE, CNMV e CNE, 2009):

- Contratação em mercado regulado, as tarifas são reguladas e o fornecimento de energia elétrica deve-se a comercializadores de último recurso;
- Contratação em mercado liberalizado, as condições de negociação da energia são definidas e acordadas entre as partes e a componente do acesso às redes é aplicada através de preço regulado. O fornecimento da energia é por parte de comercializadores de eletricidade.

O mercado grossista do MIBEL reflete as especificidades do setor elétrico, nomeadamente o regime de equilíbrio síncrono de produção e consumo, o que impede a arbitragem temporal existente noutros mercados. É constituído por:

- Mercado de contratação a prazo. Este é um mercado de derivados, que se caracteriza por ser um mercado organizado, não regulamentado, de contratação de energia elétrica a prazo. A contratação a prazo de energia elétrica compreende: os futuros, as opções e outras operações a

prazo que tenham por ativo implícito eletricidade, produtos de base energética e ativos equivalentes, de natureza real ou nacional, índices de eletricidade, de produtos de base energética ou de outros ativos de igual valor, quer tenham uma liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação). É gerido pelo Operador de Mercado Ibérico de Energia – Polo Português (OMIP) (Costa & Lage).

- Mercado de contração à vista. Tem uma componente de contratação diária (mercado diário) e uma componente de ajustes (mercado intradiário), em que se estabelecem programas de venda e compra de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação. É administrado pelo *Operador del Mercado Ibérico de Energia – Polo Español* (OMIE)
- Mercado de serviços de sistema. Funciona em tempo real com o objetivo garantir o equilíbrio entre a potência de produção e a potência de consumo de energia elétrica. É dirigido pelos operadores de sistema de cada país, a REN (Redes Energéticas Nacionais) e a REE (*Red Eléctrica de España*) para Portugal e Espanha, respetivamente.
- Mercado de contratação bilateral. Este é um mercado livre, sendo por isso permitidos contratos entre todos os tipos de produtores e os demais agentes qualificados. Os comercializadores e produtores poderão vender energia adquirida anteriormente a outros produtores ou agentes externos.

3. Descrição do Caso de Estudo

No capítulo anterior introduziram-se alguns conceitos necessários para a compreensão do trabalho realizado. O capítulo 3 é reservado à exposição do sistema renovável em estudo nesta tese e à motivação do problema, ou seja, razão pela qual é importante criar um modelo computacional que ajude a otimizar o retorno financeiro da produção elétrica de um parque eólico (PE), algo que compreende a secção 3.1.

As variantes do problema também se encontram explicadas neste capítulo na secção 3.2. As variantes incluem o Sistema renovável + Rede, Central Hídrica Reversível + Rede e a situação de Parque Eólico Isolado.

3.1 Sistema Renovável

O sistema renovável inicial em estudo nesta tese engloba, tal como foi referido no capítulo 1, um parque eólico, com uma potência instalada de 10 MW, conectado à rede elétrica nacional e a uma central hídrica reversível (CHR), por sua vez também conectada à rede.

O regime de produção elétrica do parque eólico corresponde ao ano de 2012 e encontra-se armazenado em folhas de dados. Nesse ano, o parque eólico produziu 21.094,32 MWh dos quais 3.291,9 MWh foram produzidos no período de ponta, 8.197,967 MWh no período de cheia, 5.698,877 MWh em vazio e 3.905,089 MWh em super vazio. Para melhor se interpretar o regime de produção do PE pode-se consultar no anexo I os período horários de entrega de energia elétrica a clientes de baixa tensão normal (BTN) e baixa tensão especial (BTN) no ciclo diário em Portugal Continental, no período de hora legal de inverno e de hora legal de verão.

A produção de eletricidade neste parque também variou ao longo do ano, sendo identificável um pico de produção de energia elétrica em novembro onde se gerou mais de 2.774,8 MWh/mês e um mínimo em janeiro onde se produziu cerca de 1.164 MWh/mês. Isto deve-se ao regime de vento no local onde estão os aerogeradores. No anexo II encontra-se a representação gráfica da produção de eletricidade no PE ao longo de um ano.

Na figura 6, a título de exemplo, é apresentada a variação semanal da energia elétrica gerada no parque eólico para a 1ª semana do ano, ou seja, entre 1 e 6 de janeiro de 2012. Em algumas horas do ano o parque não produziu energia, como pode ser visto por exemplo no dia 6 de janeiro entre as 15:00h e as 17:00h (horas 135,136 e 137), período englobado na figura 6.

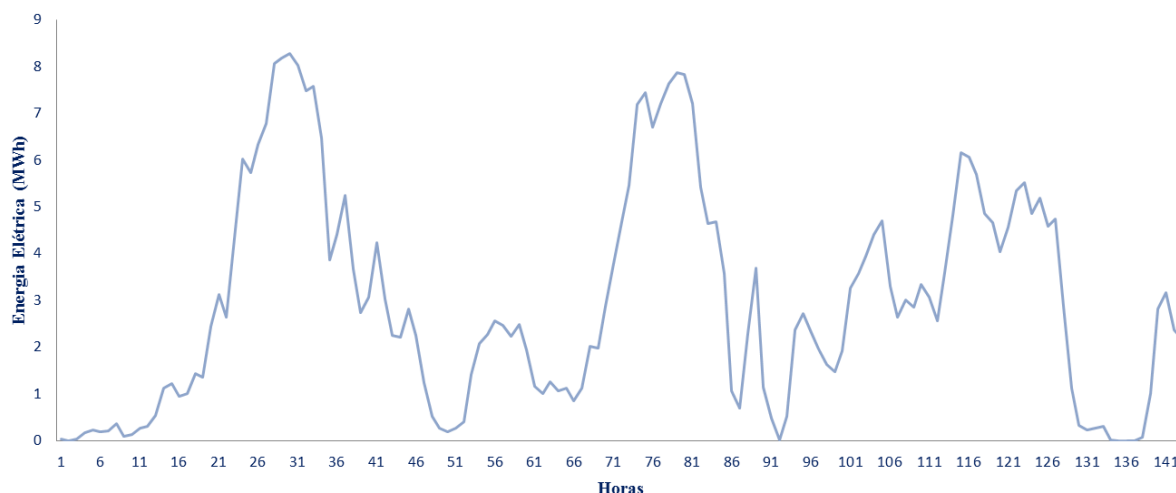


Fig. 6 - Energia elétrica gerada no parque eólico entre 1 de janeiro e 6 de janeiro de 2012

Na figura 6, verifica-se que o pico de produção elétrica ocorreu geralmente no período noturno, às 6 horas da manhã de quarta-feira (hora 30 deste intervalo) com a produção de 8,27 MWh, às 3 horas da manhã de sexta-feira (hora 75) com a produção de 7,43 MWh e às 3 horas da manhã de domingo (hora 116) com 6,07 MWh. Neste exemplo semanal a média de produção elétrica foi de 2,96 MWh.

A central hídrica reversível é utilizada para melhorar a gestão do parque eólico, armazenando a energia produzida, de forma a evitar que a sua rentabilização fique sujeita às variações do vento. O armazenamento da CHR é realizado através de duas albufeiras situadas a diferentes cotas, o que possibilita bombear água da albufeira a jusante, a cota inferior, para montante, a cota superior. Na bombagem a energia elétrica produzida no PE é utilizada para fazer funcionar a turbina reversível da central. A turbinagem ocorre com a passagem da água armazenada de montante para jusante, gerando-se eletricidade pelo movimento da turbina.

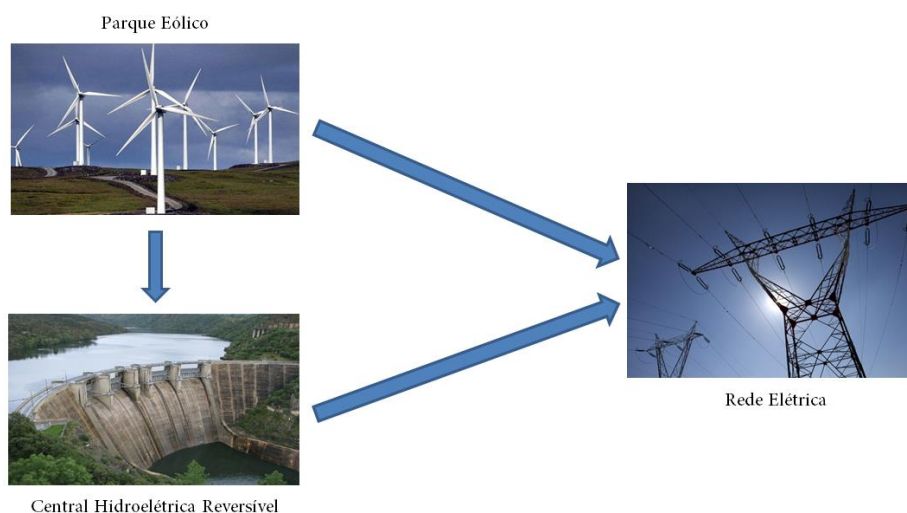


Fig. 7 - Esquema representativo do sistema renovável em estudo
Adaptado de (Thehea;Público;Daily Express, 2014)

Para melhor se compreender o sistema renovável em estudo, na figura 7 encontra-se a sua esquematização. As linhas azuis representam as ligações entre o parque e a central hídrica, e as ligações entre o sistema renovável e a rede elétrica nacional.

No trabalho, a produção de energia elétrica, tanto no parque como na central, é remunerada com base nos preços horários da eletricidade retirados do mercado *spot* MIBEL, da mesma forma que um sistema real. Comparando-se o regime de produção elétrica gerada no PE supramencionado com as tabelas de preços da energia elétrica, percebe-se a pertinência de se recorrer ao armazenamento energético para rentabilizar a produção. Para tal a título de exemplo, apresenta-se na figura 8 o preço horário da energia elétrica em €/MWh entre 1 e 6 de janeiro de 2012.

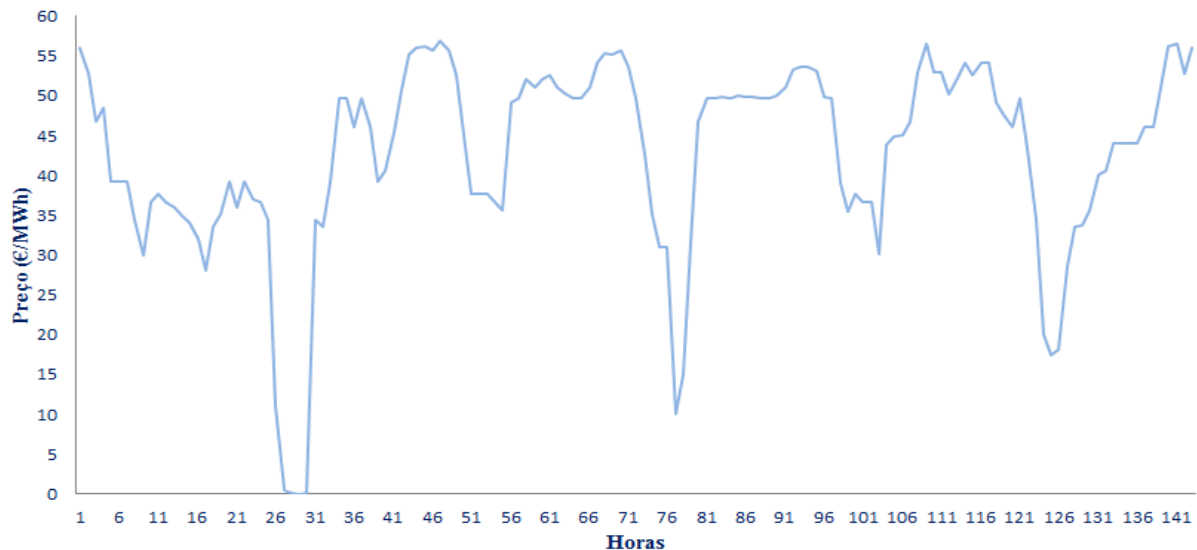


Fig. 8 - Preço da energia elétrica entre 1 de janeiro e 6 de janeiro de 2012

Na figura 8 é observável a grande variação de preços que pode ocorrer numa semana. Obtendo-se 0 €/MWh (valor mais baixo da semana em estudo) na hora 29, o que corresponde às 5 horas de segunda-feira (período de super vazio), e um pico de 56,86 €/MWh na hora 47, respeitante às 23 horas de segunda-feira (período de vazio). No exemplo a média semanal do preço por MWh foi de 42,67 €.

Examinando a figura 6 e 8 em conjunto observa-se uma correlação negativa entre o preço da energia elétrica e a energia gerada no PE. Isto é, verificam-se casos em que a energia elétrica gerada é elevada quando o preço da eletricidade é baixo e vice-versa. Como exemplo, podem se salientar as horas 30 e 91 em que o preço da energia ronda os 0,01 €/MWh e 51,02 €/MWh, respetivamente, enquanto a produção eólica é de 8 MWh e 0,4 MWh. Isto deve-se ao facto de geralmente o pico de produção de eletricidade de origem eólica coincidir com o período noturno, período onde há mais vento, e onde o consumo energético nacional é mais baixo.

Com esta análise mostra-se a pertinência de haver um sistema de armazenamento, conectado ao parque eólico, que impeça uma rentabilização do investimento sujeita à grande variação do preço de eletricidade em mercado e que permita uma melhor adequação da produção energética ao consumo. Isto é um problema comum no aproveitamento dos recursos renováveis, visto que a grande maioria das fontes renováveis é variável no tempo e não tecnicamente controláveis. Isto significa que quando há vento, ou por exemplo sol, numa região ou se aproveita o recurso no momento, ou perder-se-á essa fonte de energia para sempre.

A rede elétrica não tem capacidade de armazenar energia elétrica, o que implica que a cada instante a oferta de energia tenha de igualar a sua procura. Caso tal não se verifique, irão surgir perturbações na frequência da rede elétrica. Por isso, é necessário recorrer ao *back-up* energético, de forma a suprir toda a carga da rede em certos momentos, como por exemplo, nos picos de consumo.

Alternativamente, pode-se recorrer a sistemas de armazenamento de energia, que possam ser utilizados quando for necessário, como é o caso da bombagem hidroelétrica.

Com base neste exemplo complexo, justifica-se a conceção de um modelo computacional para apoio à gestão deste sistema renovável, com o objetivo de maximizar o retorno líquido do parque eólico. Uma gestão eficiente deste sistema armazena a energia elétrica na albufeira sob a forma de água, especialmente nos períodos em que o preço da energia elétrica é baixo, turbinando-a quando os preços da eletricidade forem mais elevados, desde que isso seja técnica e economicamente viável.

No modelo desenvolvido assume-se que não é possível armazenar energia elétrica à mesma hora em que se produz eletricidade na CHR e que as máquinas da CHR trabalham sempre na potência máxima tanto para bombear como para turbinar. Assim, a eletricidade gerada a cada hora é dada pela potência da turbina e a eletricidade utilizada na bombagem é igual à eletricidade gerada pelo parque.

Neste modelo desenvolvido para o Sistema Renovável, a bombagem de água não tem um custo por se assumir que tanto a CHR como o PE são geridos pela mesma empresa, não sendo assim necessário pagar para bombear água com a energia proveniente dos aerogeradores.

Admite-se ainda que, ao longo dos anos em estudo, as albufeiras da CHR não recebem água de lençóis freáticos, da chuva ou de outros escoamentos, e que a evaporação também não altera o volume de água das albufeiras. Isto é, a quantidade total de água presente no sistema não varia ao longo do tempo. A energia elétrica gerada com o sistema é vendida à rede não existindo qualquer compra de eletricidade pela CHR. As perdas elétricas da transmissão de energia, entre o PE e a CHR, são da ordem de 1 a 2 % da energia elétrica total, pelo que se opta por considerá-las já incluídas na produção do parque eólico.

No capítulo 4, formula-se o problema de gestão aplicado ao sistema renovável, e no capítulo 8, podem ser analisados os resultados da gestão otimizada da produção elétrica.

3.2 Alternativas ao Sistema Renovável

Além do modelo concebido ainda se vai mais longe no trabalho e consideram-se três variantes do Sistema Renovável. Na primeira variante, assume-se que além da CHR poder armazenar energia do PE e com isto melhorar a sua gestão, tem também a potencialidade de comprar energia elétrica à rede elétrica nacional para posteriormente a vender. Nesta situação a CHR irá sempre bombear e turbinar a energia elétrica máxima permitida pelas turbinas, 10 MWh, sendo parte dessa energia proveniente da produção atual do parque eólico e a restante adquirida da rede elétrica. O objetivo desta alteração é aumentar o proveito da venda da energia elétrica turbinada.

Na figura 9 está representado um esquema da variante supradescrita, que se designa por Sistema Renovável + Rede. As linhas azuis simbolizam as ligações entre o PE e a rede elétrica, e entre o PE e a CHR. A linha verde simboliza a ligação existente entre a CHR e a Rede Elétrica, que serve tanto para injetar a energia elétrica gerada com a turbinagem de água como para transmitir a energia elétrica a ser utilizada na CHR para bombagem de água.

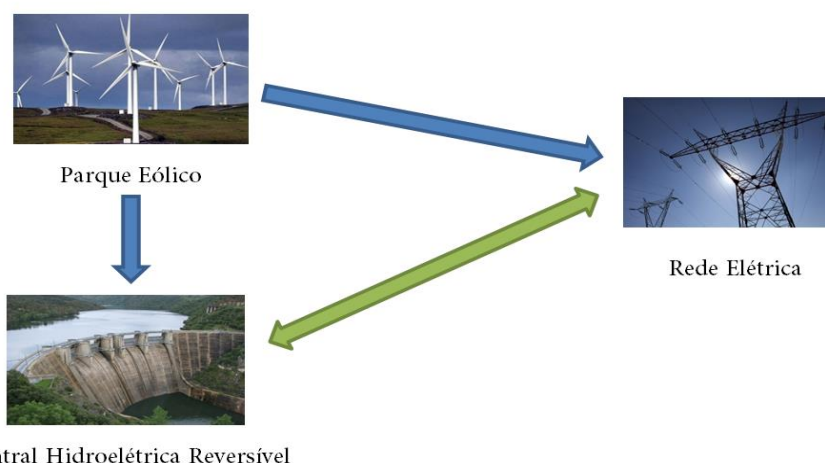


Fig. 9 - Esquema representativo da variante sistema renovável + rede em estudo.
Adaptado de (Thehe;Público;Daily Express, 2014).

Com a segunda variante do sistema pretende-se gerar ganhos financeiros através de uma reutilização da energia existente na rede elétrica, em vez do PE, para produzir nova energia hidroelétrica em períodos com valores de preços de eletricidade mais elevados. Para tal, pressupõe-se que a CHR está apenas ligada à rede elétrica. O raciocínio aplicado à conceção deste sistema continua a ser o mesmo dos anteriores, contudo passa a ter de se pagar integralmente para utilizar energia elétrica na bombagem de água.

A figura 10 esquematiza a variante supramencionada, que se nomeou de Central Hídrica Reversível + Rede. A linha verde à semelhança da figura 9 representa a linha de transmissão de energia elétrica entre a CHR e a rede elétrica nacional.



Fig. 10 - Esquema representativo da variante central hídrica reversível + rede em estudo.
Adaptado de (Thehe;Público;Daily Express, 2014).

Na última variante do sistema assume-se que toda a energia produzida pelos aerogeradores do PE em estudo é vendida direta e instataneamente à rede elétrica sem passar por nenhum sistema de armazenamento energético. Na figura 11 representa-se esta última variante do problema, designada por PE Isolado. A linha azul simboliza a linha de transmissão de energia entre o PE e a rede elétrica.



Fig. 11 - Esquema representativo da variante parque eólico isolado em estudo.
Adaptado de (Thehe;Público;Daily Express, 2014).

A formulação do problema de gestão de cada variante do problema é descrita no capítulo 5. Os resultados globais de cada variante estão detalhados no capítulo 8 desta dissertação, estes resultados incluem uma comparação entre o resultado obtido com a gestão do Sistema Renovável e o resultado da gestão de cada uma das suas variantes.

4. Formulação do Problema

Tal como ficou explicado no capítulo 3, a gestão do sistema eólico-hídrico obriga à tomada de decisões e cada tomada de decisão provoca efeitos que podem ser significativos no desempenho do sistema. Como tal este processo deve ser encarado com um problema de otimização.

O objetivo desta gestão é maximizar o retorno líquido do sistema, o que implica o armazenamento da energia elétrica gerada, pelos aerogeradores, na CHR. Esta energia deverá ser turbinada quando os preços de eletricidade forem mais elevados.

Uma gestão mais eficiente do problema permite equilibrar o retorno financeiro do sistema ao longo das horas e estações do ano, evitando uma remuneração dependente da variação do vento. No entanto, esta tarefa não é fácil mesmo por via da simulação, devido a nem todas as relações entre os processos da CHR e do PE serem óbvias. Isso leva à adoção de diferentes metodologias para solucionar este problema complexo.

Uma possibilidade de modelar este problema é através da programação linear (Williams, 2013). A programação linear é um ramo da programação matemática que se caracteriza pela transposição de sistemas complexos em condições matemáticas. Estas condições são expressas através de inequações lineares. Para modelar o problema através da programação linear é necessário começar por indicar as variáveis e parâmetros que interferem no sistema renovável, como pode ser visto nas secções 4.1 e 4.2. Após esta explicitação é fundamental encontrar as restrições (secção 4.4) que podem definir o modelo, assim como a função objetivo do problema (secção 4.3), ou seja, a função que representa o retorno e que será maximizada.

4.1 Parâmetros

Os parâmetros do sistema eólico-hídrico são valores constantes, não influenciáveis pela resolução do problema e que na sua maioria espelham características técnicas da CHR.

Estes valores compreendem:

- O número máximo de dias em estudo, representado por $NDias$.
- A potência das máquinas da central hídrica, para turbinagem e bombagem, que é expressa ao longo do trabalho por P_c .
- O rendimento de turbinagem, ou seja, rendimento da turbina da CHR, representado por η_T .
- O rendimento de bombagem, isto é, rendimento da turbina reversível da CHR, representado por η_B .
- O desnível no curso de água a montante e a jusante do local onde se instala a turbina, simbolizado por ΔH .
- A perda de carga para bombagem e para turbinagem, ou seja, perda de energia dinâmica da água criada pela fricção das partículas do fluido entre si e contra as paredes da tubulação que a contém (R. Byron Bird, 2015) designados por ΔH_B e ΔH_T , respetivamente.
- O volume máximo de água que pode existir na albufeira (na albufeira de cota superior), em metros cúbicos, por questões técnicas e ambientais, e que se simboliza por $V_{máximo}$.
- O volume mínimo de água que pode existir na albufeira de cota superior, em metros cúbicos, por questões técnicas e ambientais, e que se representa por $V_{mínimo}$.
- O volume de água inicial na albufeira superior da barragem, expresso simbolicamente por $V_{inicial}$.

- A aceleração da gravidade traduzida por g e que toma o valor de $9,8 \text{ m/s}^2$.
- A potência gerada pelo parque eólico a cada hora, constituída por valores que se encontram armazenados em folhas de dados, que se expressa por $Pw_{t,d}$, para cada hora t no dia d .
- O preço da energia elétrica em €/MWh, verificado no mercado *spot* do MIBEL, que se assume ser representado por $Pr_{t,d}$, para cada hora t no dia d .
- O número de semanas de cada ano em estudo, que se traduz no parâmetro $NDiasSemana$.
- O preço médio da energia elétrica em €/MWh da semana anterior à que está em análise, que se simboliza pelo vetor M_i , estando i compreendido entre 0 e $NDiasSemana$. M_0 representa a última semana do ano anterior ao atual.
- O vetor K_1 que compreende valores entre 0,05 e 1.
- O vetor K_2 que engloba valores entre 1 e 2,8.
- O caudal de turbinagem, designado por Q_T , um valor fixo dependente da potência da CHR. Este valor é constante visto que o volume que sai da albufeira da CHR é sempre o mesmo, pois as máquinas da CHR trabalham sempre na potência máxima. É obtido pela expressão (2) que reorganizada dá origem a:

$$Q_T = \frac{P_c \times 10^3}{(\Delta H - \Delta H_T) \times g \times \eta_T} \quad (3)$$

Nesta expressão P_c foi multiplicado por 10^3 para se converter a potência da central para kW com o propósito de se obter o caudal em m^3/s .

- O caudal de bombagem em m^3/s , designado por Q_B , um parâmetro que varia de acordo com a energia elétrica produzida a cada hora no parque eólico, $Pw_{t,d}$.

$$Q_B = \frac{Pw_{t,d} \times 10^3 \times \eta_B}{(\Delta H + \Delta H_B) \times g} \quad , \forall t \in \{0,23\}, d \in \{1, NDias\} \quad (4)$$

Nesta expressão a perda de carga deve ser referente à perda de carga na bombagem daí se utilizar ΔH_B .

4.2 Variáveis

As variáveis podem dividir-se em dois grupos: decisão ou auxiliares. As variáveis de decisão são incógnitas determinadas pela solução do problema e influenciam o desempenho da gestão do sistema renovável. Desta forma, definir quais as variáveis de decisão constitui uma das partes mais importantes e cruciais da formulação do problema.

Como o que se pretende com a gestão do sistema renovável é decidir os períodos em que ocorre bombagem, turbinagem ou venda direta da energia elétrica de origem eólica à rede, bem como os valores de potência envolvidos, o mais adequado é criar variáveis binárias, para cada hora do dia que indiquem a decisão tomada.

As variáveis binárias estão definidas horariamente, por congruência com os valores de preços de energia elétrica, definidos igualmente com o passo de tempo de 1 hora. Porém, poder-se-iam utilizar outras escalas de tempo para formular as variáveis, o que acarretaria, obviamente, diferentes implicações no tempo de execução do modelo computacional.

Formulação do Problema

Nesse sentido, consideram-se as variáveis binárias $T1_{t,d}$, $T2_{t,d}$ e $T3_{t,d}$, que assumem o valor 1 quando, respetivamente, ocorre bombagem, turbinagem e venda direta de energia eólica à rede, para cada período t no dia d . Para melhor clarificar como são definidas as variáveis de decisão, apresenta-se, a título de exemplo, possíveis valores para cada variável de decisão para determinado dia, à hora 0. Nessa solução não ocorreu a bombagem mas ocorreu turbinagem de água e venda da energia do PE à rede. Assim atribui-se:

- À variável ligada à bombagem o valor 0, indicando a não ocorrência, isto é, $T1_{0,42} = 0$.
- À variável da turbinagem o valor 1, indicando o acontecimento, ou seja, $T2_{0,42} = 1$.
- À variável ligada à venda direta da energia elétrica do PE o valor 1, $T3_{0,42} = 1$.

As vantagens desta representação das decisões é que facilmente se consegue encontrar o número de horas de cada evento bastando somar todos os valores da variável associada. A quantidade de energia elétrica gerada ou utilizada em cada evento é igualmente encontrada de modo fácil bastando para isso multiplicar cada variável de decisão pela potência das máquinas da central ou pela potência gerada pelo parque eólico a cada hora. Isto evita a criação de duas novas variáveis de decisão para indicar a energia bombada e turbinada horariamente, visto que, tal como anteriormente foi mencionado, a energia turbinada é sempre a mesma, 10 MWh, e porque a potência bombada depende exclusivamente, no caso do sistema renovável, da produção do parque eólico.

Um dos casos particulares da representação binária permite obter facilmente o volume bombado e turbinado no fim de cada hora. O volume turbinado é apenas o total de metros cúbicos de água que é expelido da albufeira a cada hora sendo por isso obtido pela multiplicação entre o parâmetro caudal turbinado, Q_T , e o número de segundos existentes numa hora. Ao se multiplicar este volume pela variável de decisão $T2_{t,d}$, consegue-se indicar a ocorrência/inexistência de turbinagem de água. Em linguagem matemática isto traduz-se na seguinte expressão:

$$V_{t,d}^{turbinado} = Q_T \times 3600 \times T2_{t,d}, \forall t \in \{0,23\}, d \in \{1, NDias\} \quad (5)$$

O volume que entra na albufeira, volume bombado, é dado por (6) onde mais uma vez ao se multiplicar pela variável de decisão associada à bombagem, consegue-se facilmente indicar a ocorrência ou inexistência desta decisão.

$$V_{t,d}^{bombado} = Q_B \times 3600 \times T1_{t,d}, \forall t \in \{0,23\}, d \in \{1, NDias\} \quad (6)$$

Nesta sequência surge a variável auxiliar $V_{t,d}$ que simplifica a elaboração do modelo computacional e indica o volume na albufeira da barragem no final de cada hora t no dia d . Para a gestão deste volume é necessário atribuir-lhe um ponto de partida onde se define o volume nas primeiras horas do ano. Assim $V_{0,1}$, volume na hora 0 do ano, tem valores iguais ao parâmetro $V_{inicial}$.

Nas restantes horas do ano a variação do volume é obtido pela diferença entre o caudal de água que está a entrar, volume bombado, e o que está a sair, volume turbinado.

$$\Delta V_{t,d} = V_{t,d}^{bombado} - V_{t,d}^{turbinado}, \forall t \in \{0,23\}, d \in \{1, NDias\} \quad (7)$$

Para se analisarem as diversas vantagens do uso das variáveis de decisão binárias associadas a cada evento mostra-se, a título de exemplo, para o espaço temporal de dois dias, dia 42 e 43 do ano de 2008, como rapidamente se conseguem encontrar as horas em que ocorrem turbinagem, bombagem e

Otimização em Regime de Mercado da Produção de Eletricidade num Parque Eólico com Bombagem Associada

venda direta da energia produzida pelo parque eólico à rede. A energia utilizada, gerada e o retorno de cada evento são igualmente calculados de forma eficaz pela utilização das três variáveis de decisão. Estes dias foram escolhidos como exemplo pela grande diversidade de ocorrência de eventos.

Tabela 1 - Exemplo da gestão do sistema renovável para o dia 42 de 2008

Horas	T1	T2	T3	Pr (€/MWh)	P _w (MWh)
0	0	1	1	94,66	1,525
1	1	0	0	63,25	0,5736
2	1	0	0	55,8	0,2404
3	1	0	0	55,79	1,407
4	1	0	0	54,6	1,706
5	1	0	0	53,25	1,045
6	1	0	0	53,19	1,136
7	1	0	0	53,6	3,4
8	0	0	1	78,6	4,949
9	0	0	1	87,19	5,047
10	0	0	1	89,18	4,511
11	0	1	1	93,34	3,259
12	0	0	1	89,18	1,598
13	0	0	1	86,82	1,009
14	0	0	1	86,69	0,7658
15	0	0	1	85,89	0,9351
16	0	1	1	84,21	1,245
17	0	1	1	94,4	1,916
18	0	1	1	94,19	3,033
19	0	1	1	94,12	2,577
20	0	1	1	95,94	2,674
21	0	1	1	94,85	3,875
22	0	1	1	94,12	3,919
23	0	0	1	86,69	4,511

Tabela 2 - Exemplo da gestão do sistema renovável para o dia 43 de 2008

Horas	T1	T2	T3	Pr (€/MWh)	P _w (MWh)
0	0	0	1	86,69	6,342
1	1	0	0	66,23	5,825
2	1	0	0	55,8	7,137
3	1	0	0	55,8	7,915
4	1	0	0	55,79	7,112
5	1	0	0	55,1	6,546
6	1	0	0	54,6	4,031
7	1	0	0	56,89	3,751
8	0	0	1	79,2	3,604
9	0	0	1	84,25	3,031
10	0	0	1	84,25	1,827
11	0	0	1	84,58	1,481
12	0	0	1	84,4	1,455
13	0	0	1	82	1,575
14	0	0	1	80	1,636
15	1	0	0	72,7	2,501
16	0	0	1	82,69	2,523
17	0	0	1	82,69	2,908
18	0	0	1	82,69	4,408
19	0	0	1	82,95	6,139
20	0	0	1	90,02	5,316
21	0	1	1	94,02	3,387
22	0	0	1	86,82	4,445
23	0	0	1	86,69	4,917

Nestas duas tabelas encontram-se os valores de cada uma das variáveis de decisão, $T1_{t,d}$, $T2_{t,d}$ e $T3_{t,d}$ ao longo das 24 horas de cada dia. Na coluna Pr está indicado o valor da remuneração em euros de cada MWh de eletricidade produzido e na coluna P_w é apresentada a produção do parque eólico para cada hora em MWh.

Ao se examinar detalhadamente cada tabela constata-se, em primeiro lugar, que a bombagem ocorreu durante 7 horas no dia 42 e 8 horas no dia 43, algo que é verificável pela contabilização das horas em que $T1_{t,d}$ é igual a 1. A turbinagem aconteceu em 9 horas do dia 42 e apenas 1 hora do dia 43, igualmente verificável pela soma das horas em que $T2_{t,d}$ é igual a 1. O número de horas da venda direta da energia produzida no PE à rede é determinado com base no raciocínio anterior, o que permite encontrar 17 horas no dia 42 e 16 horas no dia 43.

Se se comparar as ocorrências de $T2_{t,d}$ iguais a 1 com as de $T3_{t,d}$ iguais a 1 comprova-se que, de cada vez que a central turбина água, também se vende eletricidade produzida no PE diretamente à rede elétrica, algo que é possível de acordo com as características do sistema renovável. Já com os valores

da variável $T1_{t,d}$ confirma-se que são 0 quando há turbinagem, por ser impraticável a ocorrência dos dois fenómenos ao mesmo tempo, tal como foi anteriormente dito no capítulo 3, e que será explicado mais à frente nas restrições do problema.

Em segundo lugar, ao se examinarem os dados das tabelas também se apura rapidamente o total da energia elétrica gerada pela turbinagem e pelo PE, bem como a energia elétrica gasta para bombear água.

Finalmente, em terceiro lugar, as tabelas ainda permitem determinar o retorno da turbinagem, da produção elétrica do PE e o custo teórico da bombagem da água caso tivesse que se pagar pela energia utilizada.

Os dois últimos pontos mencionados podem ser exemplificados. No caso da turbinagem a energia gerada é calculada através do somatório da multiplicação da variável $T2_{t,d}$ pela potência das máquinas da CHR, isto é, pelo parâmetro P_c , o que se traduz matematicamente na seguinte expressão:

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T2_{t,d} \times P_c) \quad (8)$$

Para o dia 42 a energia gerada com a turbinagem de água correspondeu a 90 MWh e para o dia 43 foi de 10 MWh.

Para calcular o retorno bruto da turbinagem além de se multiplicar horariamente o valor da variável $T2_{t,d}$ pelo parâmetro P_c , é necessário multiplicar pelo preço da energia elétrica $Pr_{t,d}$. De seguida faz-se o somatório dos resultados horários para o período de tempo em análise. Como se observa na seguinte expressão:

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T2_{t,d} \times P_c \times Pr_{t,d}) \quad (9)$$

No caso dos dois dias analisados o retorno bruto da turbinagem foi de 9.338,5 € dos quais 8.398,3 € são do dia 42 e 940,2 € do dia 43.

Encontrar a energia bombada implica o somatório da multiplicação da variável $T1_{t,d}$ pela potência gerada pelo parque eólico a cada hora, parâmetro $Pw_{t,d}$, tal como se verifica na seguinte expressão :

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T1_{t,d} \times Pw_{t,d}) \quad (10)$$

No exemplo mostrado nas tabelas supramencionadas foi bombado um total de 54,3 MWh dos quais 9,5 MWh pertencem ao dia 42 e 44,8 MWh ao dia 43.

Caso se tivesse que pagar para bombear água este custo seria determinado de forma aproximada à expressão (9). Para esta situação o valor da variável $T1_{t,d}$ é multiplicado pelo parâmetro $Pw_{t,d}$ e pelo parâmetro $Pr_{t,d}$. Mais uma vez é feito o somatório dos custos horários para o período de dias em análise, dando origem à seguinte expressão:

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T1_{t,d} \times Pw_{t,d} \times Pr_{t,d}) \quad (11)$$

Formulação do Problema

O custo previsto da bombagem no total dos dois dias exemplificados seria de 3118,1 €. No dia 42 custaria 519,6€ e no dia 43 custaria 2.598,5€.

Por fim, para se descobrir a energia gerada pelo parque eólico que é vendida diretamente à rede, ou seja, que não é armazenada, utiliza-se o mesmo raciocínio da expressão (10) com a diferença que ao invés de $T1_{t,d}$ se recorre a $T3_{t,d}$.

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T3_{t,d} \times Pw_{t,d}) \quad (12)$$

O PE vendeu/injetou diretamente na rede 47,3 MWh no dia 42 e 54,9 MWh no dia 43, perfazendo um total de 102,2 MWh nos dias exemplificados.

A expressão para o cálculo do retorno da energia elétrica do PE vendida diretamente à rede segue, mais uma vez, uma formulação semelhante às expressões (9) e (11). Para obter este retorno multiplica-se a cada hora o valor da variável $T3_{t,d}$ pelo parâmetro $Pw_{t,d}$, e por $Pr_{t,d}$ fazendo-se de seguida o somatório do vários resultados, o que pode ser expresso na seguinte expressão:

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T3_{t,d} \times Pw_{t,d} \times Pr_{t,d}) \quad (13)$$

Obtendo-se desta forma para os dois dias em análise um resultado bruto de 4.254,6 € no dia 42 e de 4.684,6 € no dia 43, totalizando 8.939,2 €.

4.3 Função Objetivo

A função objetivo é uma função matemática que define a qualidade da solução do problema e depende dos valores tomados pelas variáveis de decisão. No caso particular deste problema de gestão o critério assumido para avaliar a qualidade da solução foi o retorno financeiro bruto final do Sistema Renovável.

O retorno bruto é obtido pelo proveito da venda da energia elétrica à rede, que é calculado pela soma do retorno da turbinagem de água e da energia gerada pelos aerogeradores que é vendida diretamente à rede elétrica. Tendo sido explicitadas cada uma dessas componentes que interferem no retorno final do sistema em estudo, consegue-se estabelecer facilmente a função objetivo do problema apresentado. Tal como foi explicado no capítulo 3, a CHR e o PE são geridos pela mesma empresa pelo que o custo de bombagem não entra na função objetivo.

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T3_{t,d} \times Pw_{t,d} \times Pr_{t,d} + T2_{t,d} \times Pc \times Pr_{t,d}) \quad (14)$$

No exemplo anteriormente referido nas tabelas 1 e 2 o resultado da função objetivo, ou seja, o retorno bruto do sistema, foi 18.277,7 €. Esse valor foi obtido pela soma do resultado da turbinagem, que foi de 9.338,5 €, e de 8.939,2 € provenientes da venda da energia elétrica do PE à rede.

Caso as variáveis de decisão tomassem valores diferentes, por exemplo se se só alterasse no dia 43 nas horas 15 e 21 para $T2_{t,d} = 0$, o resultado seria diferente totalizando 17.519,34 €.

4.4 Restrições

A solução do problema está condicionada pela existência de restrições, que tanto podem refletir aspetos técnicos como lógicos. Por restrições técnicas entendem-se todas as limitações de operação interna da CHR e do PE. As restrições lógicas compreendem os valores que têm de ser atribuídos às variáveis para estas fazerem sentido no contexto do problema. Estas restrições limitam os valores que as variáveis podem ter e adicionam alguma informação ao problema em análise, denotando relações entre os parâmetros e variáveis.

Uma das restrições que é tanto técnica como lógica provém da incapacidade da CHR bombear e turbinar água no mesmo instante. Sendo assim é essencial estabelecer que a cada hora $T2_{t,d}$ e $T1_{t,d}$ tenham valores diferentes, isto é quando $T2_{t,d}$ é 0 $T1_{t,d}$ é 1 e vice-versa. O que pode ser traduzido na expressão (15), e que tira partido do facto das variáveis serem binárias:

$$T2_{t,d} + T1_{t,d} \leq 1 \quad , \forall t \in \{0,23\}, d \in \{1, NDias\} \quad (15)$$

Outra restrição deriva das condições iniciais do sistema, visto no capítulo 3, onde se estabelece que a energia elétrica do PE a cada hora ou é vendida à rede ou é usada para bombear água, não sendo possível a ocorrência no mesmo instante as duas situações. Assim $T3_{t,d}$ e $T1_{t,d}$ também têm de ter valores diferentes. Isto é representado na expressão (16), que segue uma lógica idêntica à expressão (15):

$$T3_{t,d} + T1_{t,d} \leq 1 \quad , \forall t \in \{0,23\}, d \in \{1, NDias\} \quad (16)$$

As outras duas restrições do problema que se podem considerar técnicas relacionam-se com o volume de água armazenado na albufeira de cota superior.

A primeira estabelece a capacidade de água que a albufeira pode conter a cada hora. A capacidade máxima, volume máximo, está limitada pelo tamanho da barragem. Para a capacidade mínima, volume mínimo, a limitação deve-se a imposições ambientais com a função de minimizar impactes para zonas com potenciais usos recreativos e de outros usos secundários. Deste modo restringe-se o volume entre o parâmetro $V_{máximo}$ e o parâmetro $V_{mínimo}$. Quando o limite mínimo do volume for atingido ocorre apenas geração eólica até o preço da energia elétrica estar a níveis que permita bombear água, quando o limite máximo da capacidade da albufeira for atingido não pode ocorrer bombagem mas realiza-se venda da eletricidade produzida nos aerogeradores e turbinagem de água, caso o preço atual da energia elétrica o justifique. Esta restrição é traduzida pela seguinte expressão:

$$V_{mínimo} \leq V_{t,d} \leq V_{máximo} \quad , \forall t \in \{1,23\}, d \in \{1, NDias\} \quad (17)$$

A última restrição implementada no modelo computacional estabelece que o volume de água na albufeira no início da hora seguinte é sempre obtido pela soma entre o volume atual de água e o volume bombado, subtraindo-se o volume que é turbinado horariamente. Isto porque a quantidade de água no sistema renovável permanece constante.

$$V_{t+1,d} = V_{t,d} + V_{t,d}^{bomado} - V_{t,d}^{turbinado} \quad , \forall t \in \{1,23\}, d \in \{1, NDias\} \text{ ou } t = \{0\}, d \in \{2, NDias - 1\} \quad (18)$$

5. Formulação das Variantes do Problema

No capítulo 4 formulou-se o problema para o sistema renovável. Tendo-se indicado quais os parâmetros, restrições, variáveis e a função objetivo, necessária para obter o retorno financeiro bruto da otimização da gestão de energia elétrica no sistema.

O presente capítulo destina-se à formulação do problema para cada uma das três variantes do Sistema Renovável. Isto é, esclarece as modificações realizadas nos parâmetros, função objetivo, entre outros, para o sistema Parque Eólico Isolado, Sistema Renovável + Rede e CHR + Rede.

5.1 Parque Eólico Isolado

Tal como foi anteriormente indicado no capítulo 3, a variante com o PE Isolado não armazena energia elétrica, uma vez que não há qualquer sistema de armazenamento conectado aos aerogeradores. Desta forma, toda a energia elétrica gerada no PE é vendida e injetada diretamente na rede elétrica.

Assim, evita-se a tomada de decisões sobre os possíveis eventos do sistema horariamente e, consequentemente, a necessidade de criar variáveis de decisão, e a imposição de restrições ao problema.

Os parâmetros relacionados com a CHR, como caudais de bombagem e turbinagem, potência da turbina da central, perdas de carga, desnível e rendimento, deixam assim de fazer sentido no contexto desta variante. Os únicos parâmetros utilizados são:

- $NDias$, número de dias do ano em estudo.
- $Pr_{t,d}$, produção elétrica no parque eólico, em MWh, para a hora t do dia d .
- $Pw_{t,d}$, preço no mercado *spot* da energia elétrica, em €/MWh, para a hora t do dia d .

Graças à simplicidade desta variante a função indiciadora do retorno financeiro do PE é a simples multiplicação entre $Pw_{t,d}$ e o parâmetro $Pr_{t,d}$, o que matematicamente se traduz na seguinte expressão:

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (Pw_{t,d} \times Pr_{t,d}) \quad (19)$$

Esta variante tem a particularidade de servir de cenário base ao sistema renovável, sendo importante para a avaliação do modelo computacional. No capítulo 6 aborda-se este assunto com maior detalhe.

5.2 Sistema Renovável + Rede

A variante Sistema Renovável + Rede, bomba e turbina água sempre à potência máxima das máquinas da central, parâmetro P_c , com o intuito de se aumentar o retorno financeiro bruto da gestão otimizada da energia elétrica.

Isto implica a redefinição do parâmetro caudal bombado, que agora passa a ser constante e independente da produção elétrica do PE. Neste contexto a expressão é modificada para a seguinte expressão:

$$Q_B = \frac{P_c \times 10^3 \times \eta_B}{(\Delta H + \Delta H_B) \times g} \quad (20)$$

Todos os outros parâmetros e restrições, descritos no capítulo 4, do Sistema Renovável continuam a ser utilizados e fundamentais para a correta definição do modelo computacional do Sistema Renovável + Rede, não existindo quaisquer outras alterações na sua definição.

Porém, impõe-se a redefinição da função objetivo do problema para esta variante. Uma vez que, para as máquinas da CHR trabalharem à potência máxima, quando ocorre bombagem, tem de se utilizar energia elétrica da rede sempre que a energia gerada pelo PE foi inferior à dada por P_c . Isto significa o acréscimo de um custo, representado matematicamente em (21), para realizar bombagem de água, associado à compra da fração energética vinda da rede.

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T1_{t,d} \times (P_c - Pw_{t,d}) \times Pr_{t,d}) \quad (21)$$

Assim, a função objetivo para esta variante, passa a contabilizar o custo supramencionado, e é traduzida matematicamente na seguinte expressão:

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T3_{t,d} \times Pw_{t,d} \times Pr_{t,d} + T2_{t,d} \times P_c \times Pr_{t,d} - T1_{t,d} \times (P_c - Pw_{t,d}) \times Pr_{t,d}) \quad (22)$$

Na expressão (22) é possível verificar que a rentabilização do sistema é dada pelo resultado da turbinagem somado com a geração eólica subtraindo-se os gastos com o armazenamento de energia da rede.

5.3 CHR + Rede

A última variante do problema desconsidera a existência do PE, logo toda a energia armazenada é proveniente da rede elétrica. A eliminação do PE simplifica o problema original pelo desaparecimento da variável de decisão associada à venda direta da energia gerada no PE, variável $T3_{t,d}$ e do parâmetro $Pw_{t,d}$. A restrição (16), que impede a venda e injeção da energia elétrica gerada no PE ao mesmo tempo que se turбина água, deixa igualmente de fazer sentido no contexto desta variante.

Tanto para turbinar como para bombear água a CHR volta a trabalhar na potência máxima das máquinas. Assim, utiliza-se o novamente o parâmetro do caudal de bombagem, criado na variante anterior por meio da expressão (20).

Sendo toda a energia elétrica utilizada na bombagem proveniente da rede, é necessário pagar integralmente pela bombagem de água, o que modifica a expressão (11) gerando a seguinte expressão:

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T1_{t,d} \times P_c \times Pr_{t,d}) \quad (23)$$

Já a função objetivo sofre alterações derivadas da expressão supramencionada, que se traduzem na seguinte expressão:

Formulação das Variantes do Problema

$$\sum_{d=1}^{NDias} \sum_{t=0}^{23} (T2_{t,d} \times P_c \times Pr_{t,d} - T1_{t,d} \times P_c \times Pr_{t,d}) \quad (24)$$

Na expressão (24) verifica-se que o resultado financeiro do sistema é obtido, somente, pela diferença entre os proveitos da turbinagem e os custos da bombagem hidroelétrica.

Adiante, nos resultados é feita uma comparação entre os retornos financeiros obtidos com cada sistema concebido nesta dissertação.

6. Metodologia para Obtenção de Soluções

Resolver o problema da gestão do sistema renovável constituído pelo PE mais a CHR implica determinar uma solução viável e robusta que conduza a um melhor retorno financeiro da produção de eletricidade. Porém, neste tipo de sistemas o processo de tomada de decisões é sempre *online*, isto é, a tomada de decisões (bombar, turbinar ou vender energia elétrica do PE) ocorre ao mesmo tempo da definição dos preços de mercado da eletricidade. Isso obriga a escolher, naturalmente, qual a decisão com base nos preços passados da eletricidade e desconhecendo totalmente os preços futuros.

Na circunstância descrita conclui-se que cada decisão é realizada sob incerteza, o que torna toda a metodologia de obtenção de resultados complexa. Uma das formas de ultrapassar esta dificuldade é utilizar um processo de resolução baseado em regras simples, tomando em conta o passado conhecido, que produza decisões de forma eficaz e prática. Este tipo de abordagem é usualmente caracterizado como método heurístico, cujo intuito é o de gerar respostas viáveis e aproximadas para o problema, mesmo que não se atinga a situação ideal. Estas abordagens têm ainda a particularidade de terem baixa complexidade computacional e de serem facilmente implementadas em modelos computacionais, permitindo ainda uma integração rápida das restrições no problema.

A baixa complexidade pretendida com a abordagem heurística implica primordialmente a simplificação do processo de tomada de decisões em função dos preços do MIBEL. Seguindo esse preceito o modelo desenvolvido para gerar uma solução eficiente é baseado no estabelecimento de patamares de preços de mercado da eletricidade em que se definem a ocorrência de bombagem, turbinagem ou venda da energia dos aerogeradores à rede elétrica. Na secção 6.1 encontra-se explicado em maior detalhe esta abordagem ao problema.

A avaliação do desempenho da abordagem heurística é feita com base nos baixos tempos computacionais, para cada cenário existente, como será mencionado posteriormente. A determinação da diferença percentual entre a solução obtida, retorno bruto de cada sistema, e a solução ótima existente, é igualmente uma forma importante de avaliação do desempenho, que será mencionada no capítulo 8, quando se avaliam os resultados da otimização.

A solução ótima do sistema parte da premissa de que no início do ano se conhecem exatamente todos os parâmetros, em especial os preços da eletricidade no mercado *spot* e o regime de produção elétrica do parque. Sublinhe-se contudo que este resultado tem uma natureza absolutamente teórica nunca sendo possível alcançar num regime realista. Na secção 6.2 analisa-se mais pormenorizadamente esta abordagem de avaliação que daqui em diante se designará por abordagem Otimização + Programação Linear.

6.1 Heurística

Uma vez que as decisões são feitas em tempo real é fundamental encontrar uma lógica de decisão que permita optar em cada momento entre a bombagem e a turbinagem de água. Havendo uma correlação negativa entre o preço da energia elétrica e a produção do parque eólico, exemplificado no capítulo 3, parece sensato que a escolha das decisões seja feita em função de preços. Dado que em cada momento só se conhecem os preços passados, deverá ser uma função desses a determinar a decisão.

Uma utilização de um histórico alargado desses preços passados poderá não captar uma tendência mais recente dos preços. Por outro lado, uma decisão baseada num passado demasiadamente recentemente poderá levar a tomadas de decisão intermitentes que também não trariam bons resultados. É nessa medida que se opta por considerar uma dimensão semanal para o passado recente.

Em termos mais concretos opta-se por comparar o preço em cada momento com a média semanal de preços registada na semana anterior. Nesta perspetiva quando o preço se mostra significativamente inferior à média semanal anterior existem motivos para considerar que será melhor não vender a

energia elétrica do PE à rede mas sim canalizar a sua produção elétrica para a bombagem. Por oposição, quando o preço elétrico é mais elevado, a turbinagem parece ser a decisão mais adequada para rentabilizar o retorno da eletricidade gerada no PE.

No sentido do que foi exposto, introduz-se o parâmetro $M_i, i \in \{1, NDiasSemana\}$ que representa a média dos preços semanais da semana i do ano.

No momento inicial do estudo este processo precisa de comparar os preços durante a primeira semana do ano com um qualquer indicador do preço passado da eletricidade. O que parece mais lógico é utilizar, precisamente, as informações da última semana do ano anterior, que conduziu à definição do parâmetro M_0 , como sendo o preço assim extraído.

Para dar elasticidade entre os preços verificados e as médias semanais anteriores opta-se por considerar a utilização dos parâmetros K_1 e K_2 no processo de decisão. Mais detalhadamente, quando numa hora o preço atual da energia $Pr_{t,d}$ for menor que o preço médio da semana anterior, M_i , multiplicado por K_1 e o volume na albufeira verificar a condição (17) dá-se a bombagem de água e é atribuído à variável de decisão $T1_{t,d}$ o valor 1. Quando isto ocorre, o valor da variável $V_{t,d}$ é atualizado consoante o volume bombado de água e é calculado o custo hipotético da bombagem segundo a expressão (11).

Caso $Pr_{t,d}$ seja superior ao preço médio da energia na semana anterior multiplicado por K_2 e caso a variável $V_{t,d}$ verifique a condição (17), sucede-se a turbinagem de água e é dado à variável de decisão $T2_{t,d}$ o valor 1. De seguida, o valor de $V_{t,d}$ é atualizado pela subtração do volume turbinado de água e calcula-se o retorno bruto deste evento pela expressão (9). Porém, quando se verifica a turbinagem, também se pode dar venda direta da energia gerada no PE à rede. Assim, a variável $T3_{t,d}$ é também igual a 1 e o retorno deste processo de venda é precisado por (13).

Na situação intermédia, isto é, quando o valor de $Pr_{t,d}$ está compreendido entre M_i multiplicado por K_1 e K_2 , só se realizará a venda direta da energia gerada no PE à rede. Quando as restrições ao volume (17) estiverem em risco de ser ultrapassadas, ou seja, turbinar ou bombar água na hora atual poder implicar a violação da restrição (17), irá acontecer mais uma vez apenas a venda direta da energia elétrica gerada no PE à rede.

Resumindo e transpondo para linguagem matemática significa que:

- A bombagem ocorre quando se verifica (17) e (25).

$$Pr_{t,d} < M_i \times K_1 \quad (25)$$

$$, \forall t \in \{1,23\}, d \in \{1, NDias\}, i \in \{1, NDiasSemana\}$$

- A turbinagem e venda direta do PE à rede quando (17) e (26) são válidas.

$$Pr_{t,d} > M_i \times K_2 \quad (26)$$

$$, \forall t \in \{1,23\}, d \in \{1, NDias\}, i \in \{1, NDiasSemana\}$$

- Sempre que a decisão de turbinar ou bombar água faça com que a condição (17) falhe, ou quando a restrição (27) se verifique, vende-se a energia gerada no PE diretamente à rede.

$$M_i \times K_1 \leq Pr_{t,d} \leq M_i \times K_2 \quad (27)$$

$$, \forall t \in \{1,23\}, d \in \{1, NDias\}, i \in \{1, NDiasSemana\}$$

A título de exemplo, esquematiza-se na figura 12 a lógica de decisão supramencionada.

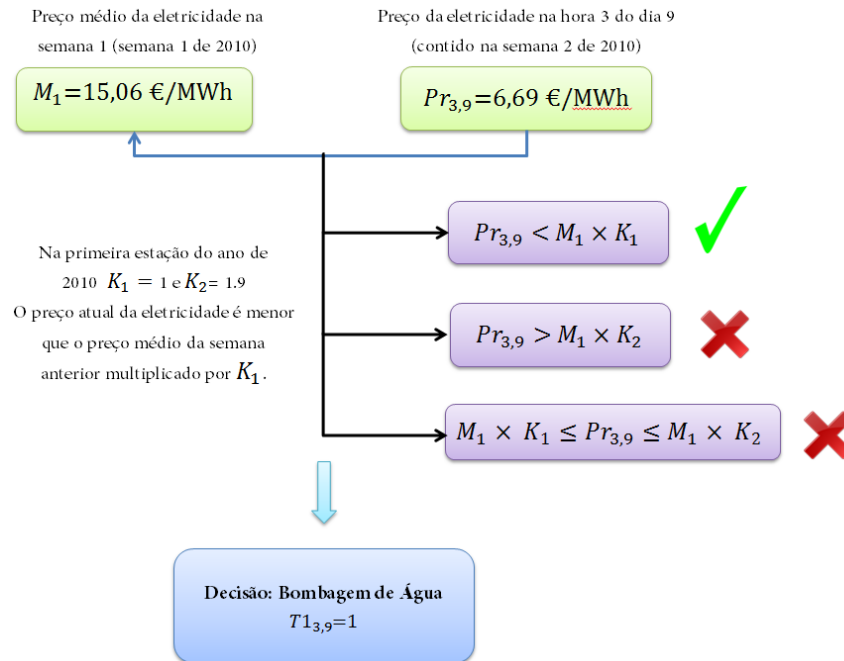


Fig. 12 - Esquema representativo da lógica de tomada de decisões criada.

Na figura 12, o preço da eletricidade na hora 3 do dia 9 de 2010, $Pr_{3,9}$, é comparado com o preço médio da eletricidade da semana anterior à atual, M_i . Neste exemplo, o preço atual verifica a expressão (25), por ser menor que a multiplicação entre o preço médio da eletricidade na semana anterior e o parâmetro de elasticidade K_1 . Isto implica, a atribuição do valor 1 à variável de decisão escolhida para representar a bombagem, $T_{13,9}$. Desta forma, a decisão a tomar pela empresa gestora do sistema é bombear água na CHR utilizando energia elétrica proveniente do PE.

Esta metodologia heurística é aplicada ao Sistema Renovável e ao Sistema Renovável + Rede. No caso específico do sistema CHR + Rede, a abordagem heurística de tomada de decisões engloba as expressões (25) e (26). Isto porque, não estando a CHR conectada ao PE, não ocorre qualquer tomada de decisão no período de preço intermédio de energia elétrica.

Os parâmetros K_1 e K_2 podem ser alterados para cada estação do ano. Esta alteração aumenta a sensibilidade da tomada de decisões, perante as alterações de preços de energia elétrica. O que em geral, se traduz num melhoramento da solução da otimização. Uma vez que, nos sistemas em estudo, o retorno bruto final é maior consoante o aumento da diferença entre o resultado potencial da turbinagem e o custo da energia elétrica utilizada na bombagem.

Este facto fundamenta-se com a variação que se tem na produção hídrica ser grande nas épocas húmidas (outono e inverno). Isto é, pode haver dias com excesso de escoamento o que provoca um aumento de produção hidroelétrica o que faz baixar os preços da eletricidade. Por outro lado, quando esta fonte de escoamento diminui os preços da eletricidade aumentam, o que acaba por se traduzir num maior valor do desvio padrão dos preços nestas estações.

Assim, a função objetivo é calculada cinco vezes para o período compreendido entre o dia 1 e 78 (inverno), entre 79 e 172 (primavera), 173 e 266 (verão), 267 e 356 (outono) e entre 357 e 365/366 (inverno), sendo o retorno anual a soma da melhor solução por estação.

No caso específico do ano de 2008, pela resolução do problema de gestão do sistema renovável com a metodologia supramencionada, obteve-se uma remuneração bruta de 1.497.340 €. Dessa rentabilização 386.508 € provieram da venda de energia gerada com a turbinagem de água na CHR. O retorno restante, 1.110.830 €, teve origem na energia gerada no PE que foi vendida diretamente à rede elétrica, ou seja, por energia elétrica que não foi armazenada.

6.2 Avaliação da Heurística

A resolução, pela abordagem heurística, do problema de gestão de energia elétrica, dá indicações horárias sucessivas da tomada de decisão. Ao final de um ano há um resultado agregado, fruto dessas decisões, que indica o retorno monetário bruto alcançado com a otimização.

Porém, há que avaliar a qualidade do resultado alcançado pelo processo, de forma a perceber se a metodologia utilizada é válida no contexto do problema e se produz resultados fiáveis. Isto implica tentar perceber qual seria o resultado monetário potencial máximo do sistema se se soubessem quais os preços futuros da energia elétrica.

Nessa circunstância, considera-se um modelo em formulação matemática, aplicado a 1 ano de dados, de conhecimento perfeito em que se parta da premissa de que no início do ano se conhece o parâmetro $Pr_{t,d}$, o que permite alcançar a solução ótima do problema.

Com base na formulação matemática, anteriormente exposta no capítulo 4, o modelo de conhecimento perfeito é implementado no *software* XPRESS-IVE e resolve-se o problema por meio de programação linear com a utilização de um algoritmo integrado no programa. A solução deste modelo é comparada com o resultado da abordagem heurística, e pela diferença em termos relativos das duas soluções tem-se a perceção da qualidade do modelo inicial.

Em 2008, esta abordagem do problema gera um resultado de 1.522.690 €. Dos quais 440.794 € são provenientes da geração energia na CHR com a turbinagem de água e 1.081.900 € da injeção direta de energia na rede produzida pelo PE.

Ao se comparar o resultado do problema com o resultado da abordagem heurística constata-se a existência de uma grande aproximação de resultados. Na realidade existe apenas 25.350 € de diferença entre as duas situações, o que representa uma diferença percentual de menos de 2%. Isso permite concluir que a abordagem desenvolvida tem uma fiabilidade elevada. Embora ainda existisse margem para melhorar o resultado da heurística, tal implicaria um aumento da complexidade do modelo computacional e consequentemente o aumento do seu tempo de execução.

A variante Parque Eólico Isolado, também serve para avaliar a qualidade do modelo desenvolvido uma vez que indica o valor do cenário base do problema. Isto é, indica qual o retorno bruto do parque eólico sem acoplamento de um sistema de armazenagem energético. Se o modelo de otimização estiver bem construído, espera-se que o retorno dos Sistemas Renovável e Renovável + Rede sejam sempre superiores ao Parque Eólico Isolado.

Isto deve-se ao PE injetar na rede elétrica toda a eletricidade produzida, instantaneamente, nos aerogeradores, o que origina a que o seu retorno esteja dependente das variações do recurso, como mencionado no capítulo 3. Ao se otimizar a produção elétrica, de um sistema constituído por um PE acoplado a uma qualquer tecnologia de armazenamento energético, a energia elétrica gerada nos aerogeradores nem sempre é entregue à rede no momento da sua produção. Existindo possibilidade de injetar e vender à rede a energia elétrica produzida pelos aerogeradores em períodos de preços de eletricidade do mercado *spot* potencialmente mais elevados.

Para o ano de 2008, o cenário base gerou um retorno financeiro bruto de 1.454.720 €. Isto é, gerou menos 42.620 €, cerca de menos de 3% de retorno bruto, do que o sistema com o PE conectado à CHR.

7. Interface

Após se ter formulado o problema e desenvolvido estratégias para gerar resultados importa agora criar uma interface gráfica integrada no modelo computacional que permita efetuar testes aos vários sistemas e cenários. O presente capítulo ocupa-se da descrição e apresentação dessa interface.

A interface gráfica desenvolvida, vulgarmente chamada de *GUI (Guided User Interface)*, tem como objetivo eliminar a necessidade de aprendizagem da linguagem de programação *Mosel* ou digitar comandos no *software XPRESS-IVE* a fim de executar o programa de otimização da produção de eletricidade. A interface permite interagir direta e eficientemente com os modelos desenvolvidos, por meio manipulação de elementos gráficos, ícones e botões. Resumindo, a aplicação *GUI* apresentada serve para os utilizadores aprenderem a efetuar as tarefas e não a utilizar a tecnologia (Norman, 1988).

Esta interface foi, contudo, criada e implementada apenas para as versões iniciais do problema, isto é, Sistema Renovável + Rede e Parque Eólico Isolado.



Fig. 13 - Página inicial da interface

Quando se executa o programa com a interface aparece inicialmente uma janela semelhante à figura 13, que é o ponto de partida para se obterem os resultados e gráficos provenientes do modelo computacional desenvolvido. Os botões mais importantes desta janela encontram-se indicados com as letras (a),(b),(c) e (d).

Ao se pressionarem os botões (c) e (d) fecha-se a janela observada e o programa termina, não sendo efetuada qualquer otimização da produção elétrica, razão pela qual não surgem quaisquer resultados. O botão indicado com (b), botão “Ajuda” abre uma janela com um resumo das instruções de utilização da interface. Ao se pressionar o botão (a) , botão “Dados” irá surgir uma nova janela, observada na figura 14, onde se têm de introduzir os parâmetros da barragem.

Parâmetros da Barragem

Potência da central(MW): Desnível (m): Volume inicial da albufeira(m³):

Volume máximo da albufeira(m³): Perda de carga Bombagem (m): Rendimento da turbinagem (%):

Volume mínimo da albufeira(m³): Perda de carga Turbinagem (m): Rendimento da bombagem (%):

U
LISBOA
UNIVERSIDADE DE LISBOA

Ajuda Continuar

João Graça Gomes, FCUL 2015

(e) (f)

Fig. 14 - Janela da interface parâmetros da barragem

Sem o preenchimento da janela representada na figura 14, não se consegue avançar no programa. Aqui têm de se indicar os parâmetros da barragem como potência da central hídrica, volume máximo, mínimo e inicial da albufeira, desnível, perda de carga para bombagem e para turbinagem e os rendimentos de turbinagem e bombagem de água. No capítulo 8, na tabela 3, podem-se verificar quais os parâmetros utilizados ao longo do trabalho e que podem ser preenchidos na interface, caso se tenha interesse em replicar os resultados obtidos com o programa.

A interface foi construída com ferramentas de avaliação dos parâmetros introduzidos. Isto significa, que se por exemplo, o volume mínimo da albufeira for superior ao máximo, se faltar preencher algum parâmetro, ou caso se tenha inserido caracteres alfabéticos em vez de numéricos será mostrada uma mensagem de aviso, ao se tentar continuar com o programa, alertando para um preenchimento inadequado dos parâmetros.

Carregando no botão de ajuda indicado por (e) abre-se uma janela de auxílio à introdução de valores nos parâmetros da barragem, estando descrito o significado de cada parâmetro e algumas das regras que estes devem cumprir.

Após se ter preenchido por completo a janela da figura 14 pressiona-se o botão “Continuar” assinalado por (f) e volta-se à janela inicial da interface.

A janela inicial da interface terá agora um aspeto semelhante à figura 15.

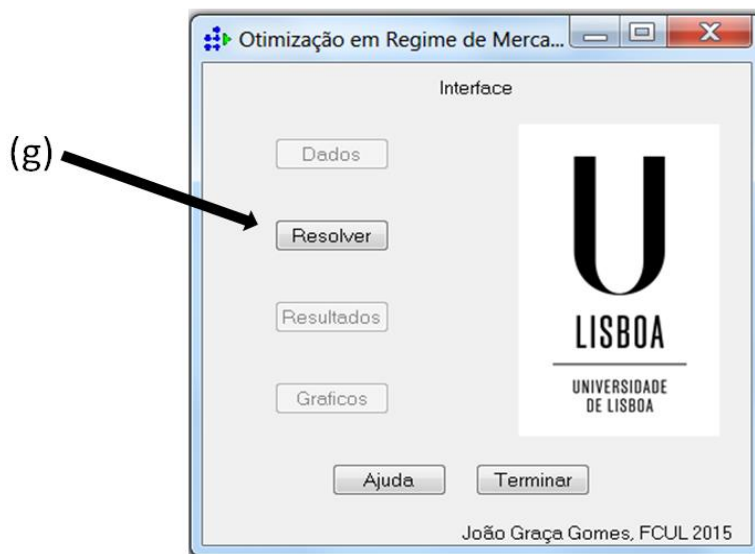


Fig. 15 - Janela inicial da Interface após se preencher os dados

Embora muito semelhantes, a figura 15 e 13 têm uma diferença muito importante. A diferença entre as figuras é que o botão “Dados” deixa de estar visível e aparece o botão “Resolver”, indicado por (g). Ao se pressionar este botão inicia-se a resolução do problema de otimização em função dos parâmetros indicados. O problema é agora resolvido para a abordagem heurística e para a abordagem Otimização + Programação Linear. Após se ter alcançado uma solução aparecerão os botões “Resultados” e “Gráficos” que permitem analisar detalhadamente a solução do problema.

A figura 16 mostra o aspeto que a página inicial da interface tem após se ter obtido uma solução para o problema.

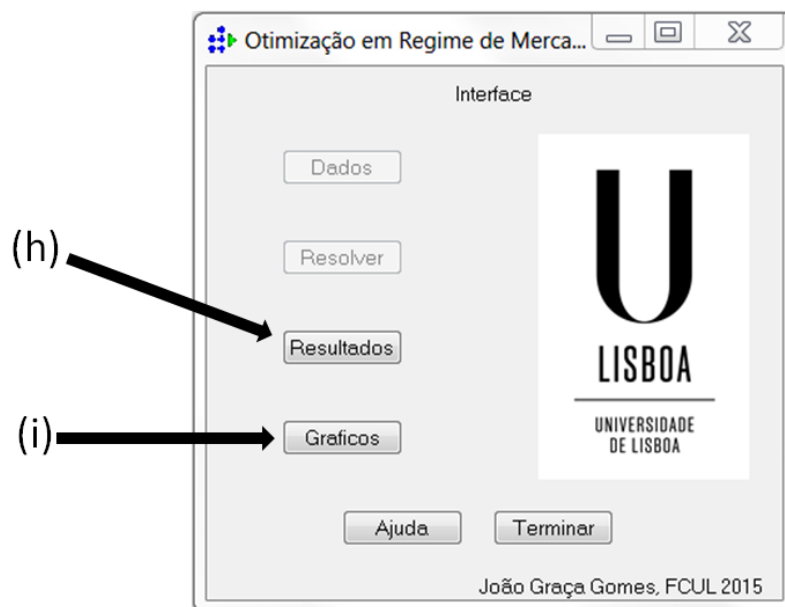


Fig. 16 - Janela inicial da Interface após a resolução do problema

O botão “Resultados”, indicado por (h), dá acesso à janela que contém o retorno líquido e bruto alcançado com o modelo computacional e o resultado teórico potencial. A janela aberta por meio do

botão “Resultados”, fornece ainda o total de energia utilizada para bombear água, turbinar e vendida diretamente do PE à rede.

Na figura 17 exibe-se a janela de Resultados da interface.

A janela de Resultados permite gravar a solução da otimização em formato CSV para uma análise futura. A gravação de resultados é realizada por meio do botão “Gravar resultados” sinalizado por (j) na figura 17.

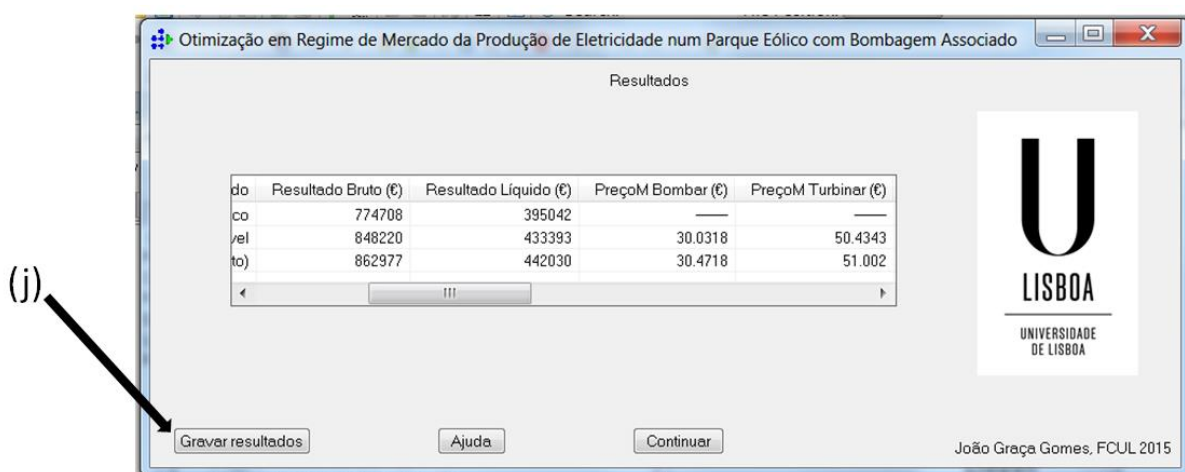


Fig. 17 - Janela de resultados

Caso se pressione o botão “Gráficos” supramencionado na figura 16, e destacado por (i), acede-se à janela que contém o gráficos das variações de preços de energia elétrica, ao longo do ano em estudo, e do volume acumulado na albufeira superior da CHR para a abordagem heurística e para a abordagem de avaliação criada. Esta janela está representada na figura 18.

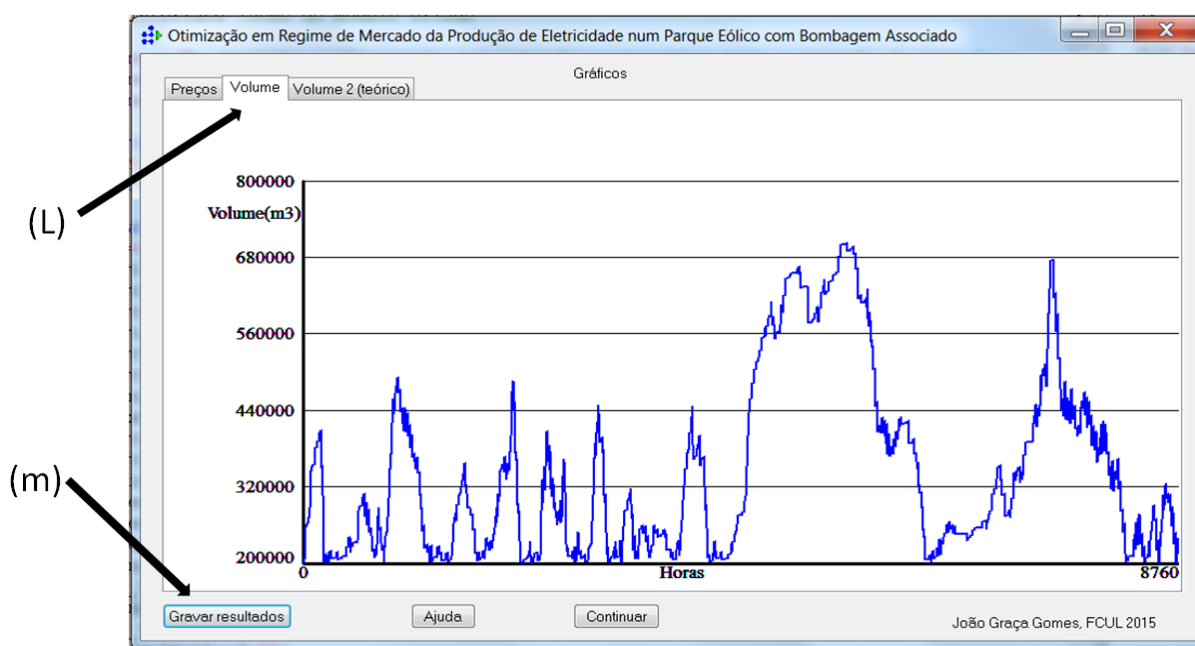


Fig. 18 - Janela dos gráficos

Os gráficos referidos podem ser consultados pressionando a barra assinalada por (L) na figura 18. Na barra “Preços” mostra-se o gráfico dos preços da eletricidade verificados ao longo das horas do ano. Na barra “Volume” apresenta-se o volume de água armazenado na CHR ao longo do período de estudo obtido pela resolução do problema. Por fim, na barra “Volume 2 (teórico)” representa-se o volume armazenado na CHR na situação de Otimização + Programação Linear.

Cada um dos gráficos, pode ser guardado no computador do utilizador do GUI, em formato *JPEG*, por meio do botão “Gravar resultados”, indicado por (m) na figura 18. Caso o utilizador sinta necessidade de ajuda a interpretar os gráficos poderá recorrer ao botão “Ajuda”. O botão “Ajuda” permite obter uma pequena interpretação de cada gráfico.

Há contudo uma limitação na interface criada. Caso se pretenda resolver o problema de gestão da produção elétrica para diferentes anos da produção do PE ou regime de preços é necessário fazer uma pequena alteração na linha de comandos do *software*.

Isto é, no modelo construído os preços da energia do MIBEL são inicializados para o ano de 2008 através do comando "mmsheet.xls:preco2008.xls". Para se alterar o ano em estudo basta alterar a parte do comando que indica 2008 pelo ano que se pretende. Por exemplo, caso se queira analisar 2009, o comando deve ser modificado para "mmsheet.xls:preco2009.xls". Caso se queira analisar 2010, o comando deverá ser alterado para "mmsheet.xls:preco2010.xls", entre outros. O mesmo se passa com a produção do PE, caso o ano de preços da energia elétrica do mercado *spot* tenha 365 dias dever-se-á escrever "mmsheet.xlsx:potencias365.xlsx" em vez do conjunto de valores pré-definidos "mmsheet.xlsx:potencias366.xlsx", estabelecido para o ano inicial, o ano bissexto de 2008.

8. Aplicação da Metodologia

Tão importante como desenvolver uma metodologia fiável de obtenção de resultados é interpretar os resultados do modelo computacional. Sem essa interpretação é impossível concluir se a integração de parques eólicos com centrais hídricas reversíveis tem interesse económico.

É nesse ponto que se centra o presente capítulo onde se expõem, avaliam os resultados alcançados e se averigua a qualidade do algoritmo criado.

Assim, realizam-se testes para sete anos de preços de eletricidade e para cada um dos sistemas estudados, ou seja, para o Sistema Renovável, o Sistema Renovável + Rede, CHR + Rede e PE Isolado, o que origina 28 casos de estudo diferentes.

Os parâmetros da central hídrica reversível aplicados neste estudo são baseados no aproveitamento mini-hídrico do Catapereiro, situado no Concelho de Vila Nova de Foz Côa. Desses salientam-se o desnível, a perda de carga para bombagem e para turbinagem, o volume de albufeira máximo e mínimo e a potência da central. No início da apresentação de resultados exibe-se uma tabela com os valores de cada um destes parâmetros para cada sistema.

O capítulo 8 divide-se em duas partes, uma dedicada ao estudo detalhado dos resultados alcançados com o modelo concebido para o ano de 2008 e outra dedicada ao estudo global dos resultados entre 2008 e 2014.

Para apresentação destes valores é dada preferência à forma tabular e gráfica, não só pela clareza e rigor que podem dar a esta tese mas também pelo grande volume de informação que contém de forma sucinta.

Antes de se iniciar a descrição dos valores obtidos é importante referir que o modelo computacional concebido pode ser aplicado e repetido um grande número de vezes para diferentes condições e parâmetros.

No estudo efetuado ao longo dos sete anos, a única grande variação dos valores dos parâmetros deve-se à alteração do preço de mercado *spot* da eletricidade, parâmetro $Pr_{t,d}$. A informação dos outros valores utilizados para os parâmetros do Sistema Renovável encontra-se resumida na seguinte tabela.

Tabela 3 - Valores atribuídos aos parâmetros do Sistema Renovável

P_c (MW)	η_T	η_B	ΔH (m)	ΔH_B (m)	ΔH_T (m)	$V_{máximo}$ (m ³)	$V_{mínimo}$ (m ³)	$V_{inicial}$ (m ³)	Q_T (m ³ /s)
10	0,94	0,9	350	5	15	800.000	200.000	200.000	3,24

Na tabela 3 pode-se observar que se considera um rendimento de bombagem e turbinagem de água de 90 % e 94 %, respetivamente, um volume máximo de água possível de ser armazenado de 800 mil m³, e um volume mínimo de água ao longo do ano na CHR de 200 mil m³ que corresponde ao valor que se assume armazenado na CHR no início de cada ano, parâmetro $V_{inicial}$.

Os parâmetros dos sistemas em que a CHR compra energia da rede, Sistema Renovável + Rede e CHR + Rede, sofrem alterações. O valor da perda de carga aumenta e o caudal de bombagem torna-se constante, uma vez que a energia elétrica utilizada, para bombagem de água, passa a ser sempre 10 MWh.

Tabela 4 - Valores atribuídos aos parâmetros do Sistema Renovável + Rede e CHR + Rede

P_c (MW)	η_T	η_B	ΔH (m)	ΔH_B (m)	ΔH_T (m)	$V_{máximo}$ (m ³)	$V_{mínimo}$ (m ³)	$V_{inicial}$ (m ³)	Q_T (m ³ /s)	Q_B (m ³ /s)
10	0,94	0,9	350	15	15	800.000	200.000	200.000	3,24	2,52

Os custos de operação e manutenção relativos aos sistemas não são incluídos no modelo computacional criado no *software XPRESS-IVE*. Para o cálculo destes considera-se que a energia elétrica de origem eólica tem um custo de 18 €/MWh e que a energia elétrica de origem hídrica tem um custo de Operação e Manutenção (O&M) de 3 €/MWh. Estes custos resultam de valores típicos utilizados pela Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) para centrais hídricas e parques eólicos. Nestes se incluem todos os custos com administração, seguros, reparações, entre outros.

O resultado líquido é calculado a partir do resultado monetário bruto a que se subtrai os custos de O&M, e representa o retorno monetário final que a empresa gestora da CHR e do PE apresenta por ano.

Nas variantes com o CHR integrado, isto é, Sistema Renovável + Rede e CHR + Rede, com o aumento de complexidade do modelo computacional também aumenta o tempo de execução do programa. Em muitos casos o tempo até se conseguir chegar à solução ótima foi demasiado extenso, chegando a ultrapassar várias dezenas de minutos, sendo necessário portanto arranjar uma alternativa.

Porém, a utilização de algoritmos de programação linear no desenvolvimento do modelo computacional traz vantagens que facilmente solucionam este obstáculo. Uma das vantagens dessa utilização é que iterativamente se vão produzindo soluções admissíveis do problema. Adicionalmente, estes algoritmos vão oferecendo indicação sobre a distância relativa máxima a que se possa estar da solução ótima do problema.

Logo, tirando proveito dessas funcionalidades para as variantes do sistema com CHR integrado, em que o tempo foi elevado prefere-se paralelamente criar uma distância relativa suficiente para terminar o algoritmo. Assim, embora não se fique com a solução ótima, consegue-se obter uma aproximação reduzida num tempo muito menor. No processo de obtenção de resultados define-se que essa distância relativa basta ser de 0,5%.

Para se perceber o que representa em termos absolutos, uma distância relativa da solução obtida para a solução ótima de 0,5%, utiliza-se o resultado do Sistema Renovável + Rede, no ano de 2008, para exemplificação. Em 2008, o sistema referido tem um resultado financeiro bruto de 1.533.250 €, com a utilização da funcionalidade computacional que permite parar a execução do algoritmo. Contudo, a solução ótima será aproximadamente 1.540.916,25 €, ou seja, mais 7.666 € do que a solução aproximada.

Os resultados, expressos neste capítulo, são obtidos no *software XPRESS-IVE* pela utilização de um computador Intel Core i7 de 2.3GHz, 64 bits de CPU e 7,89 Gb de memória RAM.

8.1 Ano de 2008

Na descrição dos resultados de 2008 começa por se analisar o regime de preços de eletricidade praticado ao longo do ano, pois este permitirá compreender melhor os resultados obtidos nos vários sistemas.

De seguida apresentam-se os resultados dos vários sistemas do mais simples para o mais complexo. Partindo-se do cenário base onde o parque eólico não tem armazenamento, para o parque eólico com sistema de armazenamento acoplado, parque eólico com sistema de armazenamento acoplado e possibilidade de compra de energia elétrica da rede e finalmente apenas a CHR otimizando a remuneração da produção de eletricidade.

8.1.1 Regime de Preços

No ano em estudo, o preço médio da energia elétrica a valores do mercado *spot* do MIBEL é o mais alto do conjunto de anos analisados, rondando os 69,98 €/MWh. Porém, a indicação da média é insuficiente para se extrapolar conclusões do regime de preços devido a ser muito influenciada por valores extremos, por perder significado quando a distribuição dos valores de preços não é simétrica, entre outras questões. Por esse motivo, realiza-se uma análise estatística aos preços da eletricidade como observável na tabela 5. Esta análise compreende 12 gamas de preços com diferenças entre si de 10 €/MWh.

Das 8784 horas existentes (ano bissexto) 98,6% tiveram preços superiores a 50 €/MWh. Havendo ainda um total de 47 % (4088 horas) com preços superiores a 70 €/MWh. Por outro lado, ocorreram 124 horas com preços inferiores a 50 €/MWh, das quais apenas 5 tiveram preços compreendidos entre 40 e 30 €/MWh. Nesta análise, não se encontra qualquer hora com preços iguais ou menores a 30 €/MWh.

Tabela 5 - Número de horas em que o preço da energia elétrica é superior/inferior a "X" €/MWh.

2008			
Nº horas ≤ 0	0	50 < Nº horas ≤ 60	1.694
0 < Nº horas ≤ 10	0	60 < Nº horas ≤ 70	2.878
10 < Nº horas ≤ 20	0	70 < Nº horas ≤ 80	2.355
20 < Nº horas ≤ 30	0	80 < Nº horas ≤ 90	1.467
30 < Nº horas ≤ 40	5	90 < Nº horas ≤ 100	225
40 < Nº horas ≤ 50	119	Nº horas > 100	41

Deste exame das várias gamas de valores constata-se que poderá não existir uma grande margem para rentabilizar a produção da energia elétrica gerada no PE porque a maioria dos preços se localizam todos em conjuntos de valores muito próximos entre 60 €/MWh e 80 €/MWh.

8.1.2 Parque Eólico Isolado

No parque eólico em estudo gera-se um total de 21.095 MWh. Ao se considerar a total injeção na rede desta energia elétrica produzida obtém-se uma rentabilização bruta de 1.454.720 € e ao se subtrair os custos de O&M (18€/MWh como foi supramencionado) arrecada-se um total de 1.075.015,4 €.

A tabela 6 resume os resultados alcançados para o PE em 2008.

Tabela 6 - Resultados do sistema Parque Eólico Isolado em 2008.

Resultado Bruto (€)	1.454.720
Resultado Líquido (€)	1.075.015,4
Energia produzida no PE (MWh)	21.095

8.1.3 Sistema Renovável

Aplicando o algoritmo desenvolvido ao sistema que integra o PE e a CHR gera-se um proveito bruto de 1.497.340 €. Essa remuneração compreende um resultado de 386.508 € proveniente da turbinagem de água e 1.110.830 € da injeção direta na rede da energia produzida pelo PE. A energia elétrica utilizada para bombear água é avaliada em 343.896 €.

Após o cálculo dos custos de O&M a valorização líquida da energia produzida é exatamente 1.086.583,51 €. Este valor é superior ao resultado do cenário base, PE Isolado, em 11.568,11 € o que representa um acréscimo de pouco mais de 1 % ao retorno.

Quanto à geração elétrica 21095 MWh tem origem no PE, sendo 15.334 MWh injetada na rede sem passar pelo armazenamento e 5.761 MWh utilizada para bombear água na albufeira da CHR. A geração elétrica originada na CHR pela turbinagem de água é de 4.590 MWh.

Pela divisão entre a energia elétrica utilizada para bombear água e a gerada pela turbinagem consegue-se determinar o rendimento global do sistema que se situa nos 79,68%.

Em valores médios a energia elétrica utilizada para bombagem fixa-se em 59,7 €/MWh, a venda direta da energia produzida no PE à rede em 72,44 €/MWh e a energia elétrica gerada na CHR por turbinagem de água origina um retorno bruto de 84,21 €/MWh. O que permite verificar que em média a energia utilizada para bombagem tem um preço mais baixo que a turbinagem, como seria de esperar, e superior à vendida pelo PE. Estes valores comprovam uma rentabilização económica da energia proveniente dos aerogeradores e testemunham o bom funcionamento do algoritmo desenvolvido.

O modelo computacional gera como resultado adicional o regime de armazenamento de água na albufeira da CHR em 2008. Algo que pode ser visualizado na figura 19.

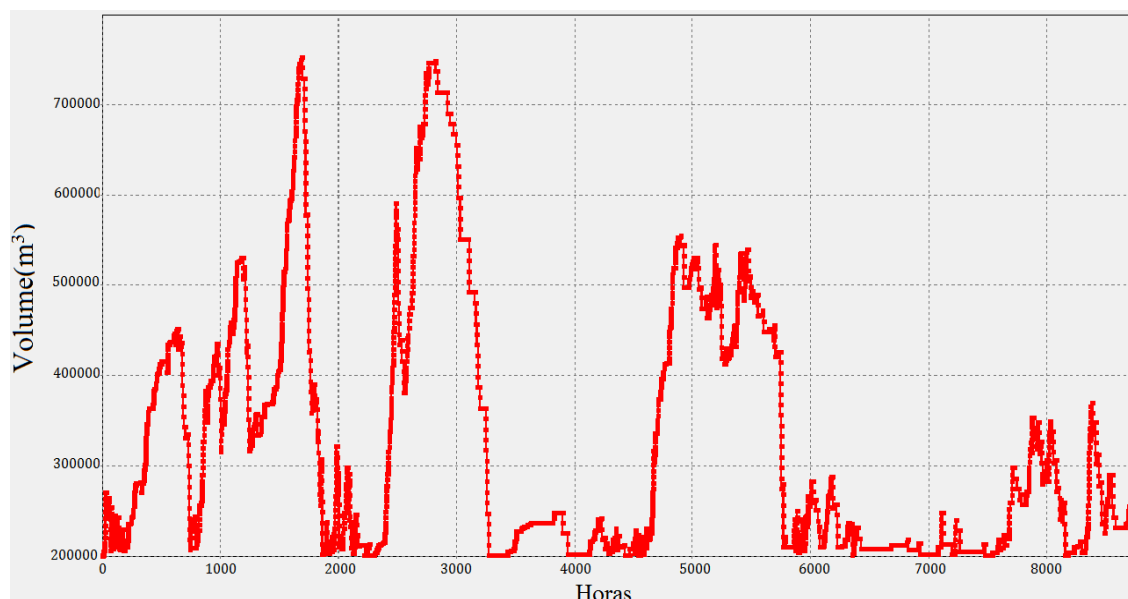


Fig. 19 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem heurística para o Sistema Renovável.

Neste ano verifica-se que o volume máximo de água acumulado tem dois máximos perto dos 750 mil m^3 , ambos no primeiro semestre do ano, período de inverno e primavera. É nesse mesmo período de tempo que se encontra o maior número consecutivo de horas de bombagem e turbinagem. No 2º semestre do ano o regime do armazenamento mantém-se mais estável havendo alguns períodos continuados entre as horas 6300 e 7500 onde não ocorre bombagem nem turbinagem. Nesse mesmo semestre o máximo de água armazenada não ultrapassa os 550 mil m^3 .

Na abordagem de avaliação da qualidade do resultado alcançado, abordagem Otimização + Programação Linear, determina-se uma remuneração bruta potencial de 1.522.690 €. O que significa uma valorização líquida potencial de 1.109.128,03 €. Este valor é 22.544,52 € superior ao obtido pela resolução do problema, um retorno superior em aproximadamente 2%. Ao se ter resultados tão próximos, comprova-se mais uma vez a boa qualidade do algoritmo desenvolvido.

Detalhadamente na situação de conhecimento perfeito o retorno bruto alcançado deve-se a 440.794 € provenientes da geração de 5.010 MWh na CHR com a turbinagem de água e 1.081.900 € da injeção direta na rede de 14.818,7 MWh produzidos pelo PE. Verifica-se que na situação ideal ocorreria uma maior geração de energia elétrica por turbinagem de água. Na bombagem seriam utilizados 6.275,97 MWh avaliados em 372.825 €. O rendimento do processo global também seria superior, à situação anterior, sendo próximo de 79,83 %.

Na figura 20 observa-se um gráfico com o volume de água acumulada, na albufeira superior da CHR, ao longo do ano na situação de conhecimento perfeito. Verifica-se que o volume máximo de água está perto de ser atingido em várias alturas do ano, que a maioria da água é acumulada no período de verão, de forma a ser turbinada mais perto ao final do ano nos períodos de outono e de inverno. Globalmente, também se constata uma maior acumulação de água na albufeira algo que vai de acordo aos valores encontrados, uma vez que se armazenou mais energia elétrica (6.275,97 MWh).

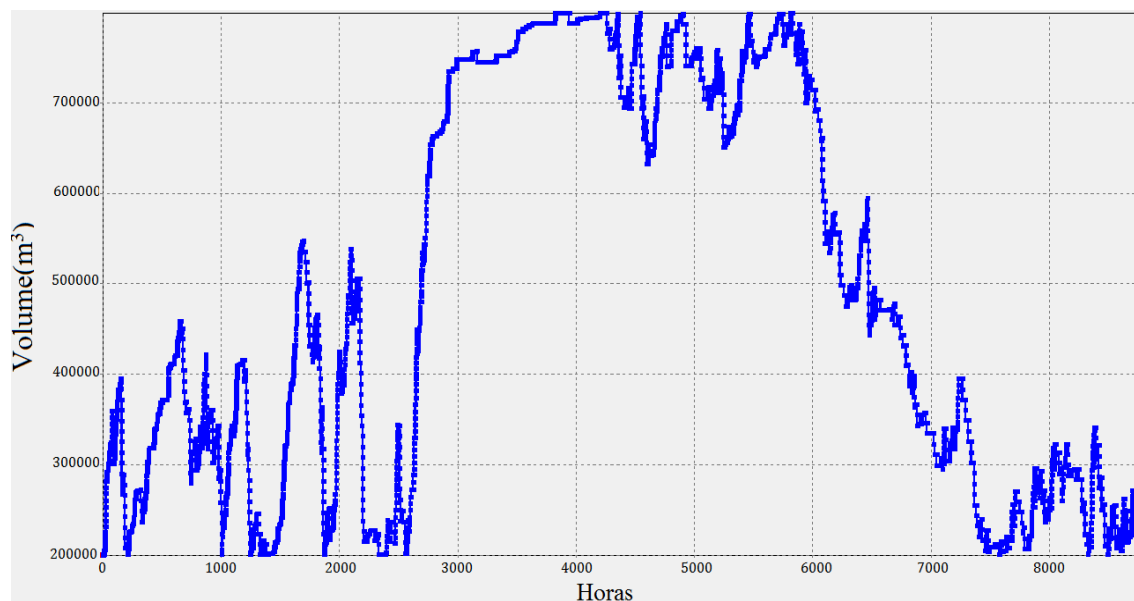


Fig. 20 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem otimização + programação linear para o Sistema Renovável.

Os resultados do Sistema Renovável em 2008, descritos nesta secção, encontram-se agrupados na tabela 7.

Tabela 7 - Resultados obtidos com o modelo computacional para o Sistema Renovável em 2008

	Valores calculados	Valores máximos teóricos
Resultado Bruto (€)	1.497.340,00	1.522.690,00
Resultado Líquido (€)	1.086.583,51	1.109.128,03
Energia Bombada do PE (MWh)	5.760,69	6.275,97
Energia Turbinada (MWh)	4.590,00	5.010,00
Energia Eólica (MWh)	15.334,00	14.818,70
Resultado Bruto da Bombagem (€)	343.896,00	372.825,00
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	386.508,00	440.794,00
Resultado Bruto da Eólica (€)	1.110.830,00	1.081.900,00
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	59,70	59,41
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	84,21	87,98
Preço médio da energia vendida pelo PE (€/MWh)	72,44	73,01

Na tabela 7 podem-se verificar, não só os resultado obtidos com o algoritmo desenvolvido, mas também com a abordagem Otimização + Programação Linear. A pequena diferença de valores parece comprovar a utilização de uma metodologia, de produção de soluções, eficaz e fiável.

8.1.4 Sistema Renovável + Rede

Resolvendo o modelo que integra o sistema renovável constituído pelo CHR, pelo PE e onde adicionalmente se pode armazenar energia elétrica da rede, obtém-se um proveito monetário bruto de 1.533.250 €. Ao se contabilizarem os custos de O&M o proveito líquido obtido para o sistema é de 1.099.215,22 €. Isto é, mais 12.631,71 € do que o Sistema Renovável, o que equivale a uma ampliação do retorno em mais 1,16%. Confrontando o mesmo retorno contra o cenário base, PE Isolado, o benefício financeiro do armazenamento elétrica representa um acréscimo de 24.199,82 € o que consiste num acréscimo percentual do retorno em 2,25 %.

Do proveito financeiro bruto 1.308.820 € derivam da venda da energia elétrica produzida pelo PE que não passa pelo armazenamento. Os restantes 224.431 € têm origem no resultado entre a turbinagem de água, retorno bruto de 641.091 €, e o custo de bombear água recorrendo à energia elétrica da rede ,416.660 €. No sistema em estudo injetam-se diretamente na rede 18.432,1 MWh gerados pelos aerogeradores e injetam-se 7.910 MWh provenientes da CHR. A energia armazenada sob a forma de água na albufeira da CHR totaliza 2.662,61 MWh oriundos do PE e 7.537,39 MWh comprados à rede. A energia elétrica canalizada do PE para a CHR é avaliada em 145.902 € o que possibilita calcular a média da energia elétrica bombada em 54,8 €/MWh. A energia elétrica comprada à rede custa em média 55,28 €/MWh, a gerada no PE que não é armazenada tem um retorno bruto médio de 71,01 €/MWh e a energia turbinada em 81,05 €/MWh.

Estes resultados permitem comprovar que a bombagem de água através da energia elétrica do PE é realizada a preços comparativamente baixos, que a turbinagem mais uma vez e como seria de esperar ocorre a preços mais elevados e que na situação de preço intermédio injeta-se energia do PE na rede elétrica. Isto permite comprovar a aplicação correta das expressões (25), (26) e (27) detalhadas no capítulo 6.

Na figura 21 analisa-se o comportamento do armazenamento de água na albufeira. Este registo do volume tem pouca semelhança com o observado na figura 19 e 20, por se estar a aproveitar energia elétrica da rede para bombagem. Ao se utilizar a rede elétrica o sistema pode fazer uma melhor gestão da energia elétrica em função do regime de preços e bombear água em períodos mais interessantes, do ponto de vista económico, sem estar limitado ao regime de produção do PE. Verifica-se ainda a existência de alguns picos de turbinagem e bombagem no 1º semestre no ano, enquanto após, aproximadamente, da hora 4.000 o volume mantém-se quase estático por não se verificarem tantas variações de preços médios da eletricidade.

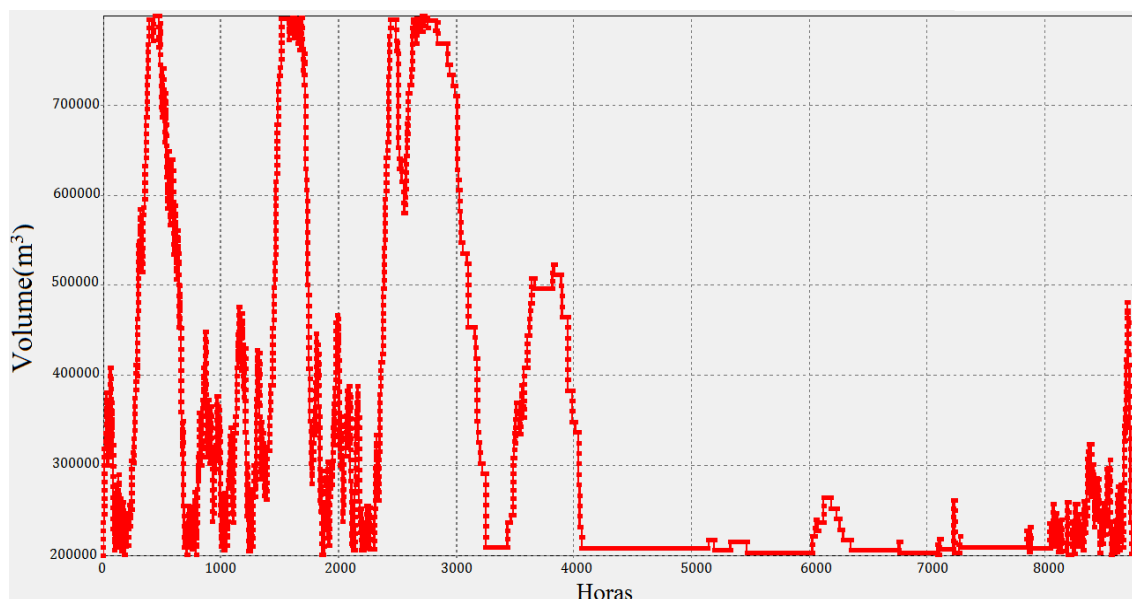


Fig. 21 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem heurística para o Sistema Renovável + Rede.

Teoricamente na situação ideal o resultado máximo bruto, do sistema exposto para 2008, seria 1.585.920 €. Dos quais 337.777 € resultariam da turbinagem de água e 1.248.140 € da venda direta da eletricidade produzida pelo PE à rede elétrica. O resultado líquido máximo teórico seria 1.109.128,03 €. Representando uma diferença entre o máximo teórico e o valor encontrado de apenas 1%. Esta rentabilização implicaria um aumento da energia armazenada na CHR para 3.656,02 MWh avaliados em 206.582 € do PE e um acréscimo da energia comprada da rede para 10.594 MWh. A turbinagem produziria 11.060 MWh e a injeção direta na rede da energia produzida pelo PE 17.438,7 MWh.

Em termos médios o retorno bruto da energia elétrica gerada na CHR seria 85,45 €/MWh e 71,57 €/MWh pela injeção da energia do PE na rede. A energia canalizada do PE para bombagem de água ficaria avaliada em média nos 56,5 €/MWh e a energia comprada à rede nos 57,33 €/MWh.

O volume armazenado pela CHR na situação de Otimização + Programação Linear pode ser estudado na figura 22. Globalmente, verifica-se que a albufeira está mais cheia ao longo do ano, em especial no verão, enquanto que a turbinagem se dá na maioria dos casos no período de outono e inverno.

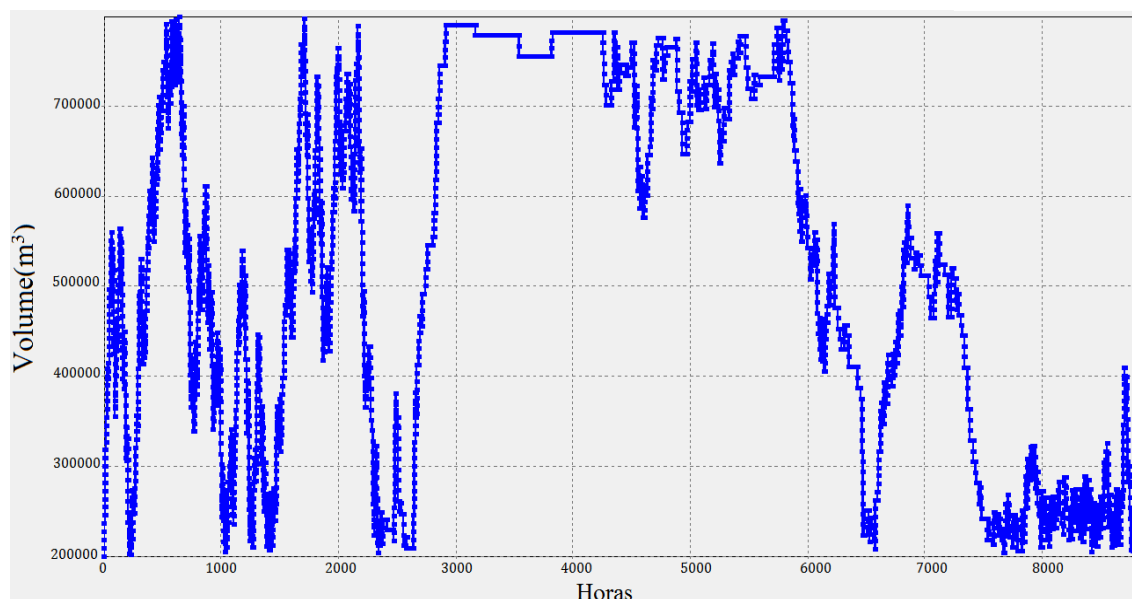


Fig. 22 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem otimização + programação linear para o Sistema Renovável + Rede

Na tabela 8 exibem-se os resultados obtidos para o Sistema Renovável + Rede para o ano de 2008 que são analisados nesta subsecção.

Tabela 8 - Resultados obtidos com o modelo computacional para o Sistema Renovável + Rede em 2008

	Valores calculados	Valores máximos teóricos
Resultado Bruto (€)	1.533.250,00	1.585.920,00
Resultado Líquido (€)	1.099.215,22	1.130.284,98
Energia Bombada do PE (MWh)	2.662,61	3.656,02
Energia Turbinada (MWh)	7.910,00	11.060,00
Energia Eólica (MWh)	18.432,10	17.438,70
Energia comprada à rede (MWh)	7.537,39	10.594,00
Resultado Bruto da Bombagem (€)	145.902,00	206.582,00
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	641.091,00	945.120,00
Resultado Bruto da Eólica (€)	1.308.820,00	1.248.140,00
Custo da Compra à Rede (€)	416.660,00	607.343,00
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	54,80	56,50
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	81,05	85,45
Preço médio da energia vendida pelo PE (€/MWh)	71,01	71,57
Preço médio da energia comprada à rede (€/MWh)	55,28	57,33

Mais uma vez, os resultados incluem os valores obtidos com a metodologia heurística e com a abordagem de Otimização + Programação Linear, onde se assume um conhecimento perfeito de todos os dados do problema.

8.1.5 CHR + Rede

O último sistema avaliado para o ano de 2008 é a CHR conectada à rede elétrica, em vez de conectada ao PE. Esta variante do sistema renovável obtém um resultado financeiro bruto de 78.529,6 €. Resultante da compra de 10.200 MWh de energia elétrica da rede avaliados em 562.562 € e ao retorno da turbinagem de 7.910 MWh apreçados em 641.091 €. O que significa que em média a bombagem custa 55,15 €/MWh e a turbinagem rende 81,05 €/MWh.

Em termos líquidos a valorização obtida com o sistema é 24.199,60 €. Isto é, o resultado financeiro líquido para este sistema é igual à diferença entre o retorno do Sistema Renovável + Rede e o retorno do Parque Eólico Isolado. Algo que é explicado quando se analisam os resultados globais. Esta diferença de resultados provoca um regime de armazenamento de água na albufeira igual ao visto no sistema anterior como se observa na figura 22.

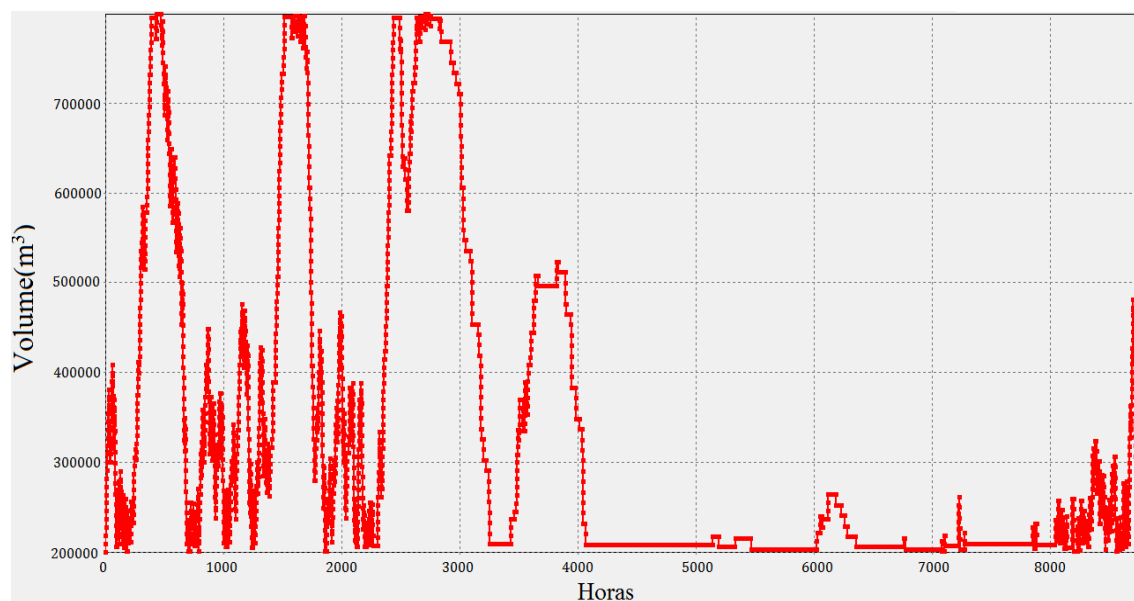


Fig. 23 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem heurística para o Sistema CHR + Rede.

Ao se assumir um conhecimento perfeito de todos os parâmetros consegue-se obter com a abordagem Otimização + Programação Linear uma rentabilização bruta de 131.609 €. Este valor é alcançado pela bombagem de 14.220 MWh da rede elétrica, apreciados em 811.495 € e pela geração de 11.040 MWh pela CHR com a turbinagem de água, com um valor de 943.105 €. Isto traduz-se num preço médio de compra da eletricidade da rede elétrica em 57,07 €/MWh e um preço médio de venda da eletricidade pela CHR em 84,43 €/MWh.

Após a aplicação dos custos de O&M (recorde-se 3€/MWh para bombagem e turbinagem) atinge-se um resultado líquido de 55.829 €. Um valor mais uma vez igual à diferença entre o retorno líquido da situação ideal do Sistema Renovável + Rede e o sistema PE Isolado.

Na figura 24 mostra-se o regime de armazenamento de água da CHR, onde se comprova mais uma vez a semelhança entre este e o da figura 22.

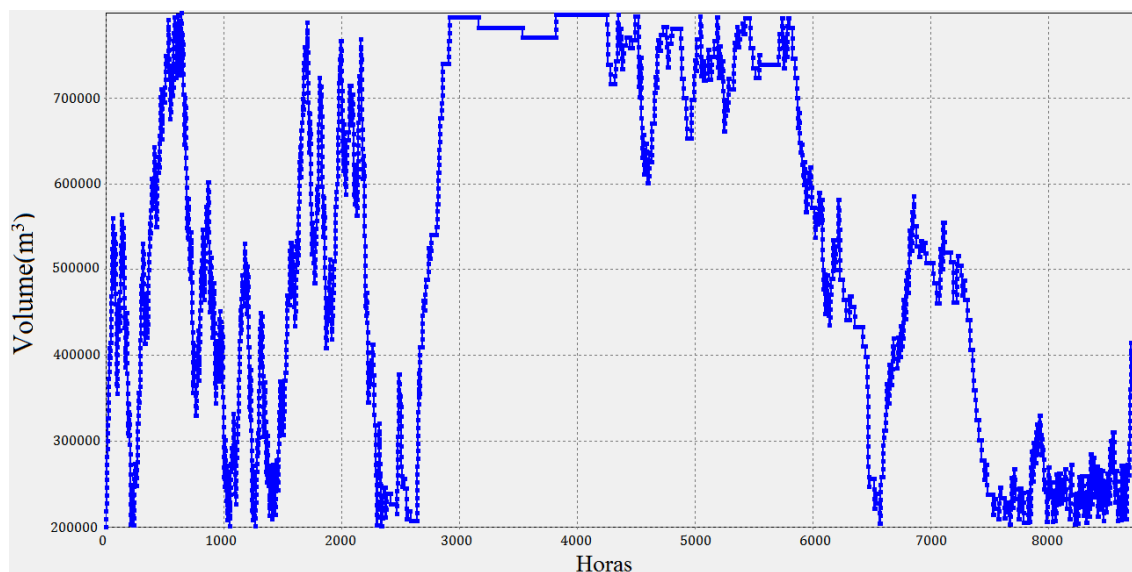


Fig. 24 - Volume armazenado na CHR em 2008 com a abordagem otimização + programação linear para o Sistema CHR + Rede.

À semelhança dos outros sistemas, para resumir a informação apresentada para o sistema CHR + Rede no ano de 2008 exibe-se a tabela 9.

Tabela 9 - Resultados obtidos com o modelo computacional para a CHR + Rede em 2008

	Valores calculados	Valores máximos teóricos
Resultado Bruto (€)	78.529,60	131.609,00
Resultado Líquido (€)	24.199,60	55.829,00
Energia Bombada (MWh)	10.200,00	14.220,00
Energia Turbinada (MWh)	7.910,00	11.040,00
Despesa Bruta da Bombagem (€)	562.562,00	811.495,00
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	641.091,00	943.105,00
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	55,15	57,07
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	81,05	85,43

A tabela 9, inclui o resultado bruto em euros do problema de otimização, o resultado após custos de O&M, a energia utilizada na bombagem hidroelétrica e a energia produzida na CHR. Os valores da despesa com a utilização de energia elétrica na rede na bombagem e o do resultado financeiro da produção elétrica, também estão agrupados na tabela 9. Esta tabela não só permite resumir os resultados mais importantes da solução do problema como dá uma perspetiva da distância relativa da solução ,obtida com o método heurístico, à solução ótima.

8.2 Resultados Globais

De forma a evitar uma descrição demasiado fastidiosa dos resultados obtidos, com a repetição do mesmo tipo de análise visto em 8.1 para cada ano, o presente subcapítulo agrupa os resultados de todo o período de tempo em análise nesta tese. Estes valores abarcam essencialmente a vertente económica do armazenamento de energia elétrica, visto o objetivo do trabalho – explicado no capítulo 3 – ser a otimização do retorno financeiro dos vários sistemas.

Além do mais, a análise conjunta dos sete anos de dados permite extrair conclusões sobre a viabilidade da integração da CHR com o PE, por se ter uma amostra grande de valores independentes. Estas conclusões podem ser impossibilitadas pelo estudo de um ano específico onde por motivos excecionais o preço da eletricidade ao longo do ano poderá não refletir o comportamento passado ou futuro do mercado energético. Os motivos de tal acontecimento, podem incluir o aumento/decréscimo inesperado do barril de petróleo, a quebra do consumo energético, entre outros.

Os resultados principais, desta análise conjunta de dados, estão agrupados em cinco tabelas:

- A tabela 10 indicando o regime de preços ao longo dos anos em estudo.
- A tabela 11 apresentando os resultados entre 2008 e 2014 do Parque Eólico Isolado.
- A tabela 12 onde se expõem os resultados entre 2008 e 2014 do Sistema Renovável.
- A tabela 13 que mostra os resultados globais para o Sistema Renovável + Rede.
- A tabela 14 que exhibe o conjunto de resultados globais para a variante CHR + Rede

Os resultados máximos teóricos de cada sistema podem ser consultados no anexo III, seguindo o mesmo princípio da secção anterior.

8.2.1 Regime de Preços da Eletricidade ao Longo do Estudo

O regime de preços de eletricidade ao longo dos sete anos em estudo nesta dissertação, encontram-se agrupados na tabela 10. Nesta tabela os preços de eletricidade estão agrupados em 12 conjuntos diferentes, espaçados entre si em 10 €/MWh, à semelhança da tabela 5. Cada conjunto indica o número de horas do ano com o valor correspondente. Esta distribuição é realizada para se determinar como os dados da amostra de preços de eletricidade se repartem na escala dos valores possíveis.

Na tabela 10 ainda se exhibe a média anual do preço energético, duas categorias adicionais de preços indicando o número total de horas em que o preço é menor ou igual a 50 €/MWh, o número de horas com preços superiores a 50 €/MWh e o índice de hidraulicidade. O índice de hidraulicidade é um indicador utilizado para calcular o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado horizonte temporal, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio (EDP). Os valores deste índice para os sete anos em estudo foram obtidos no *site* da REN.

Tabela 10 – Regime de preços da eletricidade ao longo do estudo.

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nº horas ≤ 0	0	7	319	12	8	476	195
0 < Nº horas ≤ 10	0	84	346	70	109	381	645
10 < Nº horas ≤ 20	0	169	453	68	170	247	448
20 < Nº horas ≤ 30	0	739	987	150	389	864	857
30 < Nº horas ≤ 40	5	5126	2134	648	1273	987	1214
40 < Nº horas ≤ 50	119	2034	3323	2480	2494	2366	2247
Nº horas ≤ 50	124	8159	7562	3428	4443	5321	5606
Nº horas > 50	8660	601	1198	5332	4341	3439	3154
50 < Nº horas ≤ 60	1694	403	1027	4375	3243	2124	1772
60 < Nº horas ≤ 70	2878	158	108	743	964	746	1176
70 < Nº horas ≤ 80	2355	31	37	193	122	263	175
80 < Nº horas ≤ 90	1467	7	13	18	11	161	23
90 < Nº horas ≤ 100	225	2	9	3	1	100	7
Nº horas > 100	41	0	4	0	0	45	1
Média anual (€/MWh)	69,98	37,63	37,32	50,45	48,07	43,64	41,85
Coefficiente de Hidraulicidade	0,56	0,77	1,31	0,92	0,42	1,17	1,27

Ao se analisar a tabela 10 identifica-se uma grande correlação entre o preço médio da energia elétrica e o índice de hidraulicidade. Quando o índice tem valores superiores a 1 o preço médio da eletricidade tende a ser baixo e quando é inferior a 1 o preço médio é elevado. A exceção a esta observação verifica-se no ano de 2008 (69,98 €/MWh) e no ano de 2009 (37,63 €/MWh). Contudo, o preço muito elevado da eletricidade em 2008 deve-se a grande aumento de preço dos combustíveis fósseis, recorde-se que em julho desse ano o barril do petróleo chegou a valer mais de 145 US\$. Já em 2009, o preço da energia elétrica é dos mais baixos devido ao excesso de contratos *forward* realizados. Os contratos *forward* são instrumentos de compra ou venda de energia do mercado de contratação a prazo (ver subcapítulo 2.5), em que os compradores asseveram a compra da eletricidade num período de entrega e o vendedor garante a colocação dessa mesma eletricidade, a um preço definido no momento da transação (ERSE, 2009).

Em cada um dos anos, a moda – preço mais bem representado dos vários conjuntos existentes – corresponde geralmente à gama de preços onde se situa a média. Exemplificando, em 2013 a média de preços é 43,64 €/MWh e a moda corresponde ao intervalo de preços entre 40 €/MWh e 50 €/MWh. As exceções a esta situação são encontradas nos anos de 2012 e 2010. O estudo da moda dos conjuntos põe em evidência a pouca heterogeneidade existente nas distribuições das classes de preços, mostrando que a maioria dos preços da eletricidade ano se situa num conjunto de valores muito próximo. Um caso exemplar é o ano de 2009 onde 5126 horas do ano – quase 60 % das horas – têm preços entre 30 €/MWh e 40 €/MWh. Isto poderá indiciar pouca capacidade de rentabilizar o resultado líquido obtido com o PE, uma vez que o aumento do retorno financeiro com o armazenamento é dependente da existência de grandes variações entre preços (ver capítulo 3).

A mediana é o valor que divide em duas partes iguais a distribuição de uma amostra. Tem a vantagem de não ser influenciada por valores de preços extremos, ao contrário da média, e pode ajudar a melhor compreender o regime de preços observado. Excetuando o ano de 2012 em que a mediana foi a classe de preços entre 40 €/MWh e 50 €/MWh, todos os outros anos tiveram como mediana a mesma classe de preços que a moda. Reforçando-se assim a conclusão da existência de pouca dispersão entre as classes de preços de eletricidade.

8.2.2 Parque Eólico Isolado

Os resultados obtidos com o modelo computacional para a situação onde apenas se assume a existência do PE estão agrupados na tabela 11. Nessa tabela inclui-se o resultado bruto – calculado com a expressão (19) – o resultado líquido, a energia produzida e o preço médio da energia vendida pelos aerogeradores à rede elétrica para cada um dos sete anos em estudo.

A análise deste sistema permite identificar uma remuneração média líquida de 577.640 €. Ao se confrontar os resultados do retorno com os dados da tabela 10 verifica-se uma correlação direta entre o preço da energia elétrica e o resultado da produção elétrica do parque. Por exemplo:

- No ano de 2008 o preço médio da energia elétrica é o mais elevado dos anos em estudo e o mesmo se verifica com o retorno alcançado no PE, 1.075.015 €.
- No ano de 2010 o preço médio da energia elétrica é o mais baixo dos anos em estudo e o mesmo acontece com o resultado do PE, 393.858 €.
- No ano de 2011 o preço da energia elétrica tem o 2º resultado mais elevado do conjunto de anos e o mesmo acontece com a rentabilização do PE, onde se alcança o 2º melhor retorno líquido com 672.293 €.

Estes resultados são esperados pois, o regime de produção de energia no PE assume-se constante ao longo do período de estudo, (regime de produção elétrica do PE no ano de 2012, como explicado no subcapítulo 3.1). Logo, a diferença nos valores do retorno apenas é originada por um regime de preços distinto de ano para ano. Apenas se assumindo uma pequena diferença na produção elétrica nos anos bissextos onde se contabiliza mais 2 MWh, isto é num ano de 365 dias injeta-se na rede 21.093 MWh e num ano de 366 dias injeta-se na rede 21.095 MWh.

Ao se examinar o resultado financeiro bruto do PE verifica-se que em média teve um valor de 957.318 €. Comparando este valor com a média do resultado líquido, é possível afirmar que a nível percentual os custos de O&M, detalhados no início deste capítulo, rondaram os 40 %.

O preço médio bruto da energia elétrica vendida pelo PE tem valores aproximados da média anual dos preços da energia elétrica em mercado, visto na tabela 10. Estes valores não são exatamente iguais, uma vez que não se gera energia elétrica no parque a todas as horas o que influencia a média de preços obtida. Clarificando com um exemplo, em 2014 a média dos preços da eletricidade é de 41,85 €/MWh enquanto o preço médio da eletricidade vendida no PE é 39,63 €/MWh.

Tabela 11 - Resultados Globais do Parque Eólico entre 2008 e 2014

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	MÉDIA
Resultado Bruto (€)	1.454.720	774.708	773.525	1.051.960	931.856	878.559	835.896	957.318
Resultado Líquido (€)	1.075.015	395.041	393.858	672.293	552.151	498.892	456.229	577.640
Energia Eólica (MWh)	21.095	21.093	21.093	21.093	21.095	21.093	21.093	21.093
Preço médio da energia vendida pelo PE (€/MWh)	68,96	36,73	36,67	49,87	44,17	41,65	39,63	45,39

8.2.3 Sistema Renovável

Os principais resultados da otimização económica do Sistema Renovável estão agrupados na tabela 12. Estes abrangem o resultado bruto, em euros, da otimização, o resultado líquido, os resultados brutos da turbinagem de água (retorno bruto alcançado pela produção de eletricidade na CHR), resultado bruto da eólica (retorno bruto da venda da eletricidade produzida no PE que não passou por armazenamento) e o resultado bruto da bombagem (valorização monetária da energia utilizada para bombear água).

Os resultados também compreendem os valores de energia em MWh armazenados pela central, ou seja, energia bombada do PE, da energia gerada pela turbinagem de água e da energia gerada no PE que foi injetada diretamente na rede. À semelhança da tabela 11 também se apresenta o preço médio da energia vendida pelo PE e o preço médio da energia bombada e turbinada. Os preços médios das três ocorrências – bombagem, turbinagem ou venda do PE – são calculados pela divisão dos seus resultados brutos pela energia gerada ou utilizada.

Ao se examinarem os resultados líquidos verifica-se que mais uma vez a remuneração absoluta acompanha o comportamento do regime de preços. O ano de preços médios mais baixo é o ano com a menor remuneração do sistema e vice-versa. Ao se fazer a média do retorno do período de estudo alcança-se o valor de 642.599 €. Ao se confrontar este valor com a média do retorno alcançado com o PE Isolado – 577.640 € – apura-se a existência de um acréscimo médio do retorno da produção de eletricidade em 64.959 € com a associação da CHR ao PE. A nível percentual significa que o armazenamento energético otimiza o resultado monetário da geração elétrica em 11,25 %.

Ao se continuar análise, averigua-se que os anos de maior rentabilização financeira percentual da produção elétrica são 2014 com 24% de acréscimo e 2013 com 23%. Já o ano de menor rentabilização é 2008, com apenas 1% de acréscimo. Uma possível explicação para um aumento tão residual do retorno em 2008 pode ser dada pelo regime de preços desse ano, como se extrapolou no subcapítulo 8.1.1. Nessa secção constata-se que 94% das horas do ano têm preços compreendidos entre 50 €/MWh e 90 €/MWh. Contudo, em 2014 verifica-se o oposto, as classes de preços são mais heterogêneas encontrando-se preços que vão desde 0 €/MWh (195 horas com esse valor) até 100 €/MWh (7 horas).

A nível energético armazena-se em média 6.599 MWh provenientes do PE. O valor máximo de armazenamento energético ocorre em 2014 com a utilização de 8.894 MWh para bombear água. O valor mínimo do armazenamento ocorre em 2011 com a utilização de 5161 MWh para bombear água. A energia gerada pela turbinagem de água na CHR é em média 5.261 MWh. Examinando este valor conjuntamente com o valor da energia bombada determina-se que em média o rendimento global do processo de armazenamento energético, com a função de aumentar o proveito líquido do PE, ronda os 79,72 %.

O ano em que se gera mais energia elétrica na CHR é 2014 com a produção de 7.100 MWh e o valor mínimo da produção é obtido em 2011 com a geração de 4.120 MWh. A energia gerada no PE que não passa pelo armazenamento tem um valor médio de 14.494 MWh.

O preço médio global da eletricidade utilizada na bombagem situa-se nos 32,44 €/MWh. Já o preço médio da eletricidade gerada na turbinagem nos 59,28 €/MWh e por fim, a eletricidade vendida à rede diretamente pelo PE tem um preço médio de 51,31 €/MWh. Tal como no caso detalhado do ano de 2008 os valores médios de cada ocorrência comprovam o bom funcionamento do algoritmo.

Tabela 12 - Resultados Globais do Sistema Renovável entre 2008 e 2014

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	MÉDIA
Resultado Bruto (€)	1.497.340	848.354	877.677	1.106.790	1.058.210	1.021.040	995.603	1.057.859
Resultado Líquido (€)	1.086.584	430.043	464.347	699.279	638.348	611.635	567.954	642.599
Energia Bombada do PE (MWh)	5.761	7.181	6.241	5.161	7.445	5.513	8.894	6.599
Energia Turbinada (MWh)	4.590	5.700	4.980	4.120	5.940	4.400	7.100	5.261
Energia Eólica (MWh)	15.334	13.912	14.852	15.931	13.649	15.580	12.199	14.494
Resultado Bruto da Bombagem (€)	343.896	212.847	146.653	197.058	233.159	102.362	232.570	209.792
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	386.508	286.492	250.805	241.884	359.513	244.842	392.276	308.903
Resultado Bruto da Eólica (€)	1.110.830	561.961	626.872	854.902	698.696	776.196	603.326	747.540
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	59,70	29,64	23,50	38,18	31,32	18,57	26,15	32,44
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	84,21	50,26	50,36	58,71	60,52	55,65	55,25	59,28
Preço médio da energia vendida pelo PE (€/MWh)	72,44	40,40	42,21	53,66	51,19	49,82	49,46	51,31

8.2.4 Sistema Renovável + Rede

Os resultados alcançados para a variante do sistema renovável em que há a possibilidade de armazenar energia da rede estão agrupados na tabela 13.

A tabela 13 reúne o resultado bruto em euros calculado com o modelo computacional para cada ano, o resultado líquido, o retorno bruto do processo de turbinagem e da injeção de energia do PE na rede, a valorização da energia do PE utilizada na bombagem e o custo do armazenamento de energia elétrica da rede. A energia utilizada ou gerada em cada um desses processos, em MWh, e o preço médio da energia bombada do PE, turbinada, vendida pelo PE e comprada à rede, em €/MWh, também está incluída na tabela 13.

A análise desta tabela deve começar pelo resultado líquido alcançado, uma vez que o estudo realizado centra-se na otimização da produção de eletricidade. Em média o resultado financeiro líquido alcançado é de 704.327 €, o que representa mais 61.728 € do que a média do sistema renovável sem a capacidade de compra de energia à rede e mais 126.687 € do que a média da situação de Parque Eólico Isolado. Isto significa que em percentagem significa um aumento em 9,6 % do retorno do sistema renovável e um acréscimo de 21,9 % ao retorno do PE.

Neste estudo surgem dois anos de destaque por motivos opostos:

- 2014 é um ano de destaque pois consegue-se elevar em 52% o retorno, quando em comparação com o resultado do mesmo ano para o PE Isolado (mais 237.674 €). Em comparação com o Sistema Renovável o retorno acresceu 22 % (mais 125.949 €).
- Pelo contrário em 2008 o Sistema Renovável + Rede tem o menor retorno dos anos em estudo, com um retorno líquido superior ao PE Isolado em cerca de 2 % (mais 24.200 €).

A forma como os preços da eletricidade estão distribuídos pelas classes de preços (ver tabela 10) continua a ser o maior influenciador no resultado do retorno obtido. Prova disto é o retorno alcançado no sistema atual ser superior em percentagem ao retorno do PE nas situações de maior heterogeneidade de preços. Exemplificando, os retornos foram percentualmente maiores nos anos de 2014, 2013 e 2010 quando se verifica uma maior distribuição dos preços da eletricidade pelas 12 classes criadas e menores nos anos de menor distribuição de preços como é o caso de 2008 e 2011.

A energia armazenada total é em média 15.922 MWh, dos quais 4.385 MWh provêm do PE e 11.537 MWh são canalizados da rede elétrica. A energia gerada pela turbinagem totaliza em média 12.327 MWh.

Com base nos valores médios da turbinagem e da bombagem conclui-se que o processo de armazenamento energético para turbinagem de água situa-se média nos 77,42%. Este valor é inferior ao obtido no sistema renovável porque se consideram parâmetros diferentes, tal como enunciado no início do capítulo 8. Especificamente, devido ao aumento do valor da perda de carga para bombagem ($\Delta H_B = 15$ m).

Em média a energia elétrica do PE utilizada na bombagem de água é avaliada em 122.326 €, a bombada da rede em 341.390 €, a turbinada gera um retorno bruto 675.149 € e a gerada no PE que é diretamente injetada na rede de 834.992 €.

Analisando os preços médios da energia armazenada/gerada verifica-se que a energia elétrica do PE utilizada na bombagem de água é a de valor mais baixo com 29,64 €/MWh, seguida da utilizada na bombagem de água com origem na rede avaliada em 31,37 €/MWh e da vendida pelo PE à rede calculada em 49,72 €/MWh. O preço médio mais elevado é o da energia utilizada na turbinagem, com o valor estimado em 56,21 €/MWh. Novamente os valores médios de cada ocorrência vêm provar o bom desempenho do algoritmo criado.

Tabela 13 - Resultados Globais do Sistema Renovável+Rede entre 2008 e 2014

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	MÉDIA
Resultado Bruto (€)	1.533.250	896.933	1.025.210	1.184.240	1.176.070	1.176.300	1.189.250	1.168.750
Resultado Líquido (€)	1.099.215	448.356	562.052	738.482	692.085	696.194	693.903	704.327
Energia Bombada do PE (MWh)	2.663	3.676	3.796	3.311	6.707	4.518	6.022	4.385
Energia Turbinada (MWh)	7.910	9.930	12.160	9.620	15.190	14.630	16.850	12.327
Energia Eólica (MWh)	18.432	17.417	17.296	17.781	14.388	16.575	15.071	16.709
Energia comprada à rede (MWh)	7.537	9.364	11.874	9.099	12.863	14.332	15.688	11.537
Resultado Bruto da Bombagem (€)	145.902	96.461	72.951	113.952	199.307	95.169	132.542	122.326
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	641.091	474.119	566.335	560.591	866.398	756.226	861.284	675.149
Resultado Bruto da Eólica (€)	1.308.820	678.247	700.575	938.009	732.548	783.390	703.354	834.992
Custo da Compra à Rede (€)	416.660	255.433	241.702	314.355	422.877	363.314	375.390	341.390
Preço médio da energia bombada do PE (€/MWh)	54,80	26,24	19,22	34,41	29,72	21,07	22,01	29,64
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	81,05	47,75	46,57	58,27	57,04	51,69	51,11	56,21
Preço médio da energia vendida pelo PE (€/MWh)	71,01	38,94	40,50	52,75	50,91	47,26	46,67	49,72
Preço médio da energia comprada à rede (€/MWh)	55,28	27,28	20,36	34,55	32,87	25,35	23,93	31,37

8.2.5 CHR + Rede

A última variante do sistema renovável a ser analisada é a CHR conetada apenas à rede elétrica. Os seus resultados, determinados pela resolução do problema de gestão de eletricidade, estão compilados na tabela 14. De igual modo às tabelas anteriores, esta agrupa o resultado bruto e líquido, em euros, da otimização, a energia utilizada na bombagem e a gerada por turbinagem em MWh, o resultado bruto da bombagem (custo da bombagem) e o resultado da turbinagem (retorno da turbinagem) e os preços médios da compra e venda de energia à rede em €/MWh.

Quanto ao resultado líquido verifica-se um retorno médio de 126.687 €. O valor mais elevado é obtido no ano de 2014 com 237.672 € e o menor corresponde ao ano de 2008 com 24.200 €. O mais interessante da análise destes valores é comprovar que o resultado líquido do sistema CHR + Rede é igual à diferença entre o retorno do Sistema Renovável + Rede e o retorno do PE Isolado, algo já observado para 2008, no subcapítulo 8.1.5. Ao se comparar as funções objetivo de ambas as variantes do problema encontra-se a razão de tal fenómeno, pois a diferença entre a expressão (22) e a expressão (19) origina a função objetivo da variante CHR + rede expressão (24).

Recorde-se que neste sistema o retorno monetário final é alcançado pela diferença entre o retorno da turbinagem de água e o custo da bombagem de água. Em termos médios o custo médio da bombagem ronda os 482.120 € e o retorno bruto da turbinagem situa-se nos 635.476 €. O ano em que se dispende mais dinheiro com a bombagem de água é 2008 com a despesa de 562.562 €. O ano em que o retorno bruto da turbinagem é mais elevado é 2014 com o resultado de 861.284 €.

A nível energético armazena-se em média 16.130 MWh e gera-se 12.489 MWh. O que permite determinar que o rendimento global do processo é de 77,43 %. Um valor muito próximo do rendimento global do Sistema Renovável + Rede, apenas 0,01% de diferença. O ano de maior armazenamento energético é o ano de maior geração de eletricidade na CHR, 2014, e o ano de menor armazenamento também é o de menor geração elétrica, 2008.

Em todos os anos em estudo o preço médio da energia bombada é inferior ao preço médio da energia elétrica do próprio ano e o preço médio da energia turbinada é sempre superior (ver tabela 10).

Tabela 14 - Resultados Globais da CHR+Rede entre 2008 e 2014

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	MÉDIA
Resultado Bruto (€)	78.530	122.224	251.683	132.284	244.214	297.744	353.352	211.433
Resultado Líquido (€)	24.200	53.314	168.193	66.194	139.934	197.304	237.672	126.687
Energia Bombada (MWh)	10.200	13.040	15.670	12.410	19.570	18.850	21.710	15.921
Energia Turbinada (MWh)	7.910	9.930	12.160	9.620	15.190	14.630	16.850	12.327
Resultado Bruto da Bombagem (€)	562.562	351.894	566.335	428.307	622.184	458.482	507.932	499.671
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	641.091	474.119	314.652	560.591	866.398	756.226	861.284	639.194
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	55,15	26,99	20,08	34,51	32	24,32	23,40	30,89
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	81,05	47,75	47,57	58,27	57,04	51,69	51,11	56,36

8.2.6 Resultados Líquidos dos Sistemas

Os resultados líquidos anuais calculados para cada sistema estão agrupados na figura 25. Nesta figura o resultado líquido em euros é representado pelas barras azuis para o PE, pelas barras vermelhas para o Sistema Renovável (SR), pelas verdes para o Sistema Renovável + Rede (SR+R) e pelas barras retangulares roxas para o sistema CHR + R (Rede).

Opta-se pela representação gráfica da remuneração monetária para ajudar a evidenciar algumas das extrapolações já apresentadas na análise das tabelas anteriores. Em especial, para evidenciar o retorno líquido relativo alcançado com a integração da CHR ao PE nos Sistemas Renováveis e Renováveis + Rede.

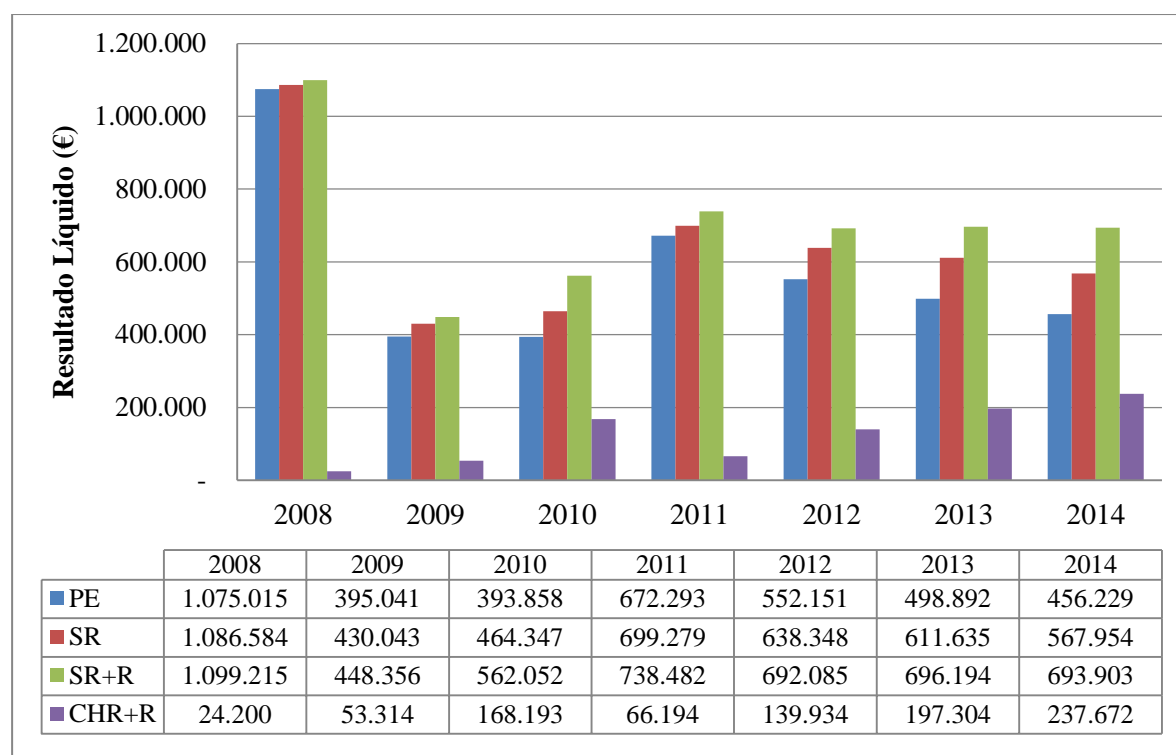


Fig. 25 - Resultados Líquidos de todos os sistemas ao longo do estudo

Pelo estudo do gráfico constata-se que 2008 é claramente o ano de maior retorno absoluto dos sistemas, excetuando-se apenas o caso CHR + R, algo que provém da elevada valorização da energia elétrica em 2008. Porém, 2008 é o ano em que ocorre a menor rentabilização monetária relativa com o acoplamento da CHR ao PE, como se nota pela pequena diferença entre os valores do resultado líquido entre os sistemas.

O ano de 2010 foi o ano com o menor resultado líquido para o PE Isolado, já com o Sistema Renovável gera-se mais 70.489 € graças ao armazenamento da eletricidade. O sistema CHR + R também tem um bom desempenho alcançando um resultado líquido de 168.193 € que se destaca por ser superior ao retorno médio dos sete anos, 126.687 €.

Após uma diminuição dos resultados líquidos alcançados para o PE Isolado entre 2009 e 2010, o ano de 2011 inverte a tendência e obtém-se o 2º resultado mais elevado de retorno absoluto para o sistema

PE, 672.293 €. No mesmo ano, a rentabilização monetária relativa do SR é a 3ª maior, com a obtenção de mais 70.489 € do que o sistema PE Isolado.

Os anos de 2012, 2013 e 2014 destacam-se por alcançarem um resultado líquido absoluto do SR+R próximo – apenas 4.109 € de diferença – embora tenham médias e distribuições de preços de energia elétrica diferentes (ver tabela 10).

Analisando em pormenor o resultado do retorno relativo alcançado para o SR+R, verifica-se que o maior ocorre em 2014, pela obtenção de mais 237.674 € do que o PE Isolado. O resultado líquido alcançado pelo CHR+R no mesmo ano vem comprovar esta asserção por ser o mais elevado do conjunto de anos analisado.

Na figura 25 ainda se observa um aumento progressivo do retorno relativo dos sistemas após 2011, crescendo o retorno relativo e absoluto da CHR+R, SR+R e SR de ano para ano. Em média, o Sistema Renovável gera mais 64.959 € do que o PE, o Sistema Renovável + Rede gera mais 126.687 €. O sistema CHR + Rede gera, por sua vez, um retorno líquido médio de 126.687 €.

8.2.7 Preço Médio da Venda de Eletricidade à Rede, e da Bombagem e Turbinagem de Água

Para cada um dos sistemas desenvolvidos – SR, SR+R e CHR + R – agrupam-se nas figuras 26, 27 e 28, o preço médio da energia elétrica no mercado *spot* e os preços médios brutos das ocorrências nos sistemas. Isto é, o preço médio da energia elétrica utilizada para bombear água, gerada por turbinagem de água e vendida pelo PE diretamente à rede, em €/MWh.

Na figura 26, onde estão agrupados os resultados supramencionados para o SR, conclui-se por observação os seguintes pontos:

- A energia armazenada e a injetada diretamente pelo PE na rede têm ao longo dos anos preços médios inferiores aos preços da turbinagem.
- A energia elétrica armazenada tem sempre preços inferiores à energia elétrica de mercado.
- A energia elétrica gerada pela turbinagem tem sempre preços superiores à energia elétrica de mercado.
- A energia vendida pelo PE, é a que mais se aproxima do preço médio da eletricidade nacional (preço da eletricidade em mercado *spot*) mas ultrapassa sempre esse valor.

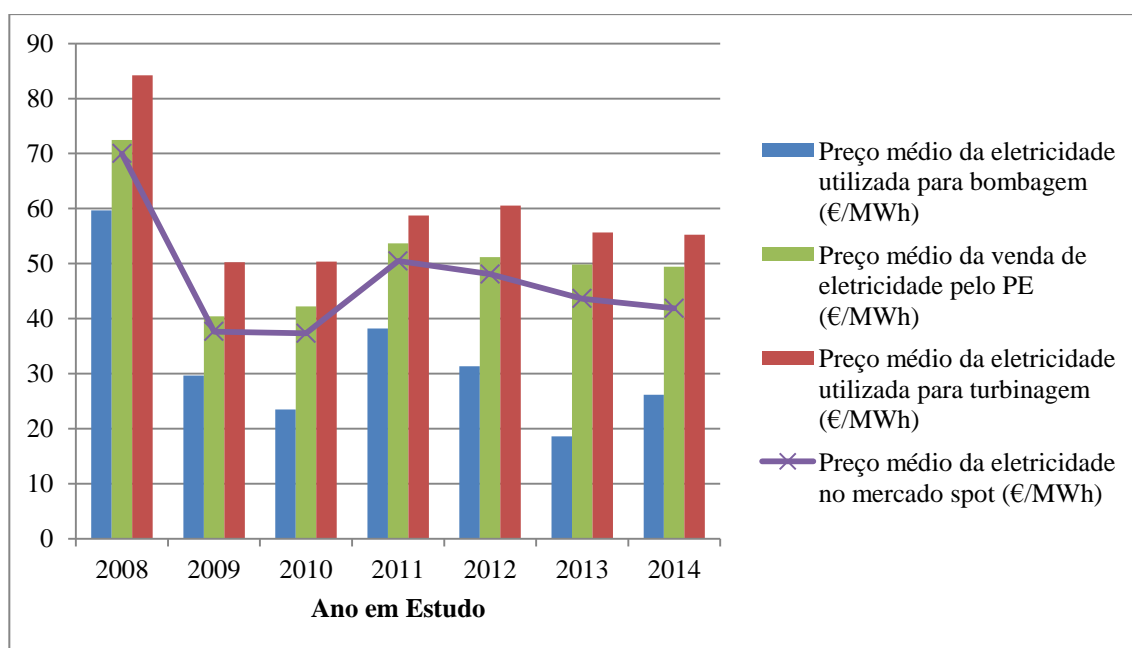


Fig. 26 – Preço médio de cada ocorrência para o Sistema Renovável

Examinando detalhadamente cada ano, verifica-se que o ano de 2008 é o ano com preços médios de ocorrências mais elevados, algo que provém de também ser o ano com médias de preços de eletricidade mais elevados. Em 2009 acontece exatamente o oposto para os preços da energia vendida pelo PE e da energia turbinada.

O ano de 2010 tem preços de turbinagem muito semelhantes a 2009 embora a diferença entre o preço de turbinagem e o preço médio de bombagem seja mais acentuada, cerca de 26,86 €/MWh.

O preço médio da energia elétrica volta a subir em 2011 provocando um aumento do preço médio de cada ocorrência. A diferença entre o preço da energia turbinada e a vendida diretamente pelo PE à rede é a menor do período de estudo, valor perto de 20,53 €/MWh. A causa mais provável deste fenómeno será mais uma vez o regime de preços (recorde-se que em 2011, 4375 horas do ano estão compreendidas numa única classe de preços).

Em 2012 voltam-se a acentuar as diferenças absolutas de preço entre cada ocorrência. Encontrando-se uma diferença de 29,21 €/MWh entre o preço médio da energia elétrica bombada e turbinada.

Os anos de 2012, 2013 e 2014 têm preços médios da energia elétrica vendida pelo PE à rede semelhantes, rondando os 50 €/MWh (51,19 €/MWh, 49,82 €/MWh e 49,46 €/MWh). Os anos de 2013 e 2014 também apresentam valores quase idênticos de preços médios da energia turbinada – 55,65 €/MWh e 55,25 €/MWh, respetivamente, contudo o preço da energia bombada é menor em 2013, onde se obtém 18,57 €/MWh.

Para o Sistema Renovável a média do preço da energia bombada é 32,44 €/MWh e turbinada é 59,28 €/MWh. O que significa que em termos brutos se recebe 26,84 €/MWh com a otimização da gestão da energia.

Na figura 27, onde se compilam os dados de preços de energia elétrica para o Sistema Renovável + Rede, comprova-se:

- Que a energia utilizada do PE para bombagem de água tem sempre preços inferiores à energia comprada da rede.
- Que a energia vendida pelo PE tem valores próximos da energia elétrica da rede.
- Que a energia turbinada tem o valor mais elevado das várias ocorrências, inclusive da média da eletricidade de mercado.

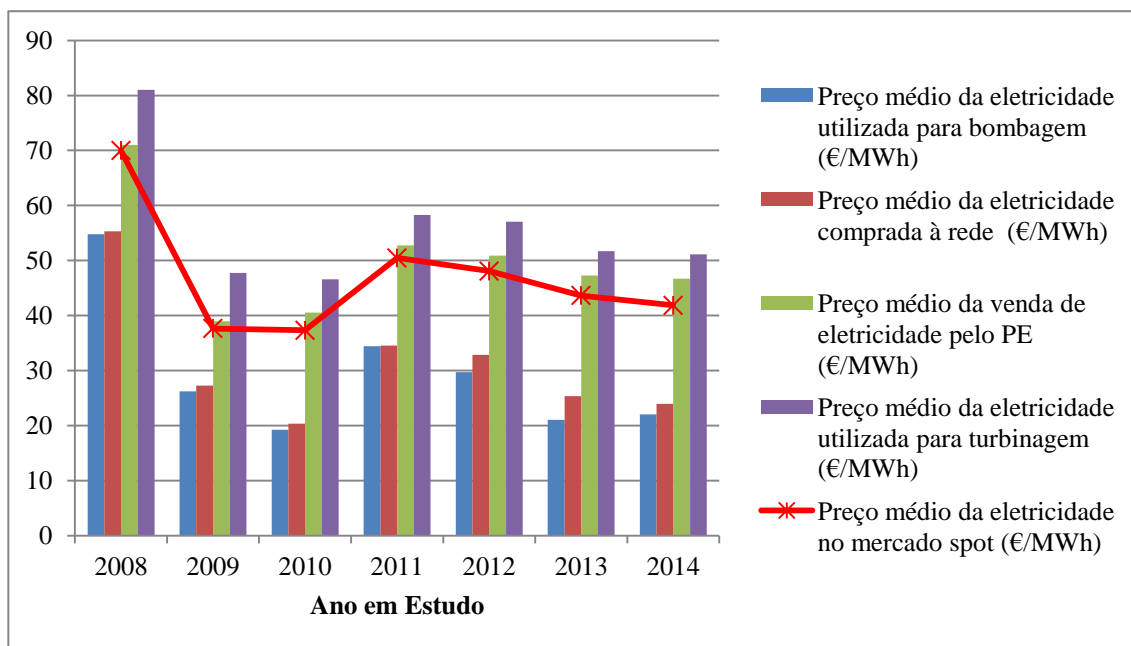


Fig. 27 - Preço médio de cada ocorrência para o Sistema Renovável + Rede.

Examinando os vários anos destaca-se ainda que 2013 e 2014 são os anos com as maiores diferenças entre os preços da energia elétrica turbinada e bombada. Em 2013 esta diferença é de 30,62 €/MWh para a bombagem do PE e de 26,34 €/MWh para a bombagem da rede. Em 2014 a diferença encontrada é de 29,11 €/MWh para a energia proveniente do PE e de 27,19 €/MWh para a proveniente da rede. Já 2009 é o ano com as menores diferenças, a turbinagem tem um retorno médio de 47,75 €/MWh enquanto a energia bombada do PE é avaliada em 26,24 €/MWh e a energia comprada da rede tem um custo de 27,28 €/MWh. O preço médio da energia bombada quer do PE quer da proveniente da rede elétrica atinge o mínimo em 2010 com 19,22 €/MWh e 20,36 €/MWh, respetivamente. Neste sistema a média do preço da energia elétrica do PE utilizada na bombagem hidroelétrica é de 29,64 €/MWh, bombada da rede 31,37 €/MWh e a turbinada é de 56,21 €/MWh.

Neste subcapítulo, a última análise das médias de preços de eletricidade de cada ocorrência centra-se no sistema CHR + Rede. Na figura 28 estão agrupados estes valores.

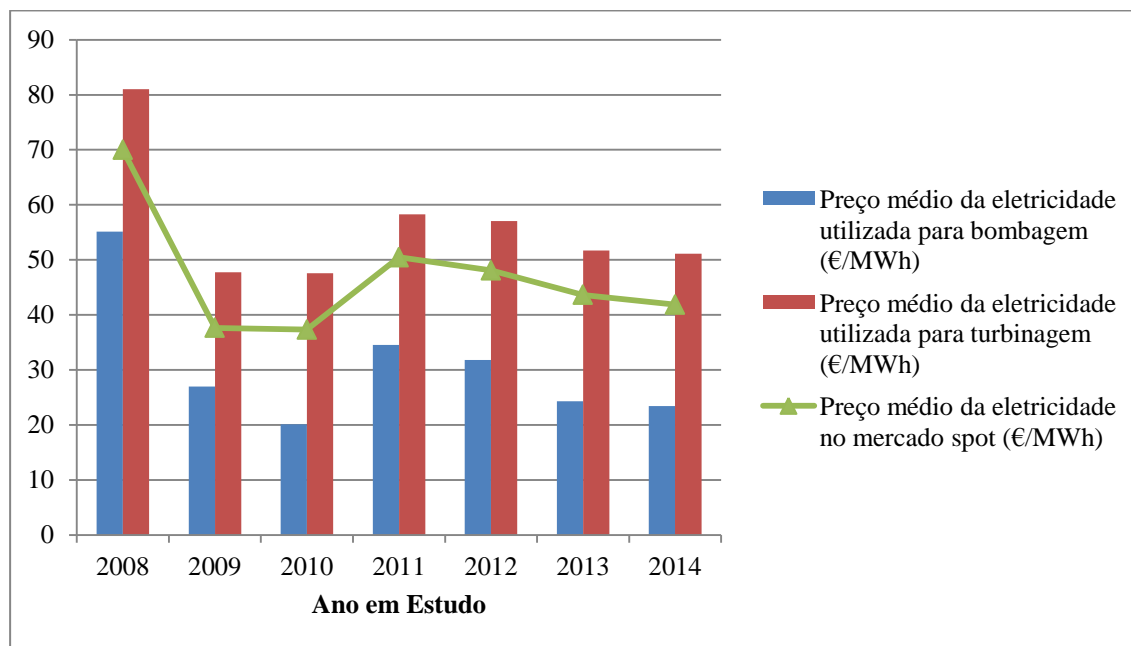


Fig. 28 - Preço médio de cada ocorrência para a CHR + Rede.

No sistema CHR + Rede verifica-se mais uma vez que os preços médios de bombagem e turbinagem oscilam de acordo com a variação do preço médio da energia elétrica. Comprova-se que os anos com preços de mercado mais elevados são aqueles com maior retorno com a turbinagem de água, mas com mais gastos com o armazenamento de água.

A maior diferença entre os preços médios de turbinagem e bombagem – 27,71 €/MWh – localiza-se no ano de 2014 e a menor diferença – 20,76 €/MWh – em 2009.

Outra conclusão da figura 28 é que a diferença média entre os preços de energia de mercado e os preços da turbinagem se situa abaixo de 10 €/MWh. A diferença média entre bombagem e turbinagem ronda os 25 €/MWh, isto significa em termos brutos que por cada MWh que se armazena para turbinar água ganha-se 25 €.

8.2.8 Valores de Energia Elétrica Gerada e Armazenada

Os níveis de energia elétrica produzidos e armazenados por cada sistema em MWh, no período estudado, estão representados nas figuras 29, 30 e 31.

A figura 29, agrupa esses valores para o Sistema Renovável. A linha verde indica a eletricidade gerada pelo PE, e que foi injetada diretamente na rede elétrica. A linha azul representa a eletricidade, proveniente do PE, utilizada na bombagem de água. Por fim, a linha vermelha representa a energia elétrica gerada por turbinagem de água.

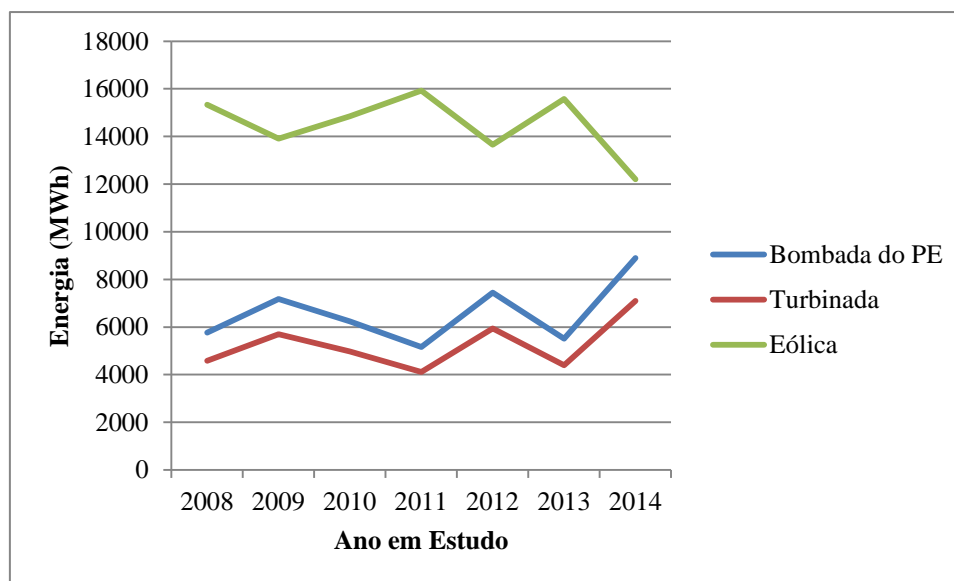


Fig. 29 - Eletricidade produzida e armazenada no SR.

Ao se estudar o sistema renovável verifica-se a existência de uma correlação positiva entre a energia turbinada e bombada do PE. Isto é, ao longo dos anos o aumento de energia bombada provoca um aumento da energia turbinada.

No mesmo espaço de tempo, como já se esperava, ainda se constata a existência de uma correlação negativa entre a turbinagem/bombagem de água e a energia que não foi armazenada. Isto ocorre por não se possibilitar o Sistema Renovável a comprar energia da rede elétrica. Assim, só se armazena energia elétrica pela utilização da produção elétrica dos aerogeradores para a CHR, logo quanto mais água se bomba menos energia se injeta diretamente na rede elétrica nacional.

Pelos resultados obtidos até agora também se comprova que nem sempre a geração de mais energia elétrica na CHR origina um maior retorno financeiro líquido, quer em termos relativos quer absolutos. Tal como se comprova nos resultados alcançados para os anos de 2014 e 2010.

Em 2014 os níveis de eletricidade bombada e turbinada atingem o seu máximo, 8.894,09 MWh e 7.100,00 MWh, respetivamente, não obstante em 2010 alcança-se um maior retorno relativo com níveis de bombagem e turbinagem inferiores, 5.161,32 MWh e 4.120,00 MWh, respetivamente. O mesmo se atesta na situação inversa, no ano de 2011 os níveis de energia turbinada e bombada são mínimos contudo obtém-se um resultado percentual melhor do que o retorno financeiro do SR no ano de 2008 (ver figura 25).

A energia elétrica utilizada na bombagem com origem no PE tem como média 6.599 MWh, a turbinada 5.261 MWh e a energia injetada pelo PE na rede 14.494 MWh.

Na figura 30 agrupam-se os resultados dos valores de energia elétrica armazenados e gerados, para o Sistema Renovável + Rede. Neste sistema, tal como anteriormente referido, a CHR também compra energia elétrica da rede. A energia elétrica da rede utilizada na bombagem é representada na figura 30 através da linha roxa.

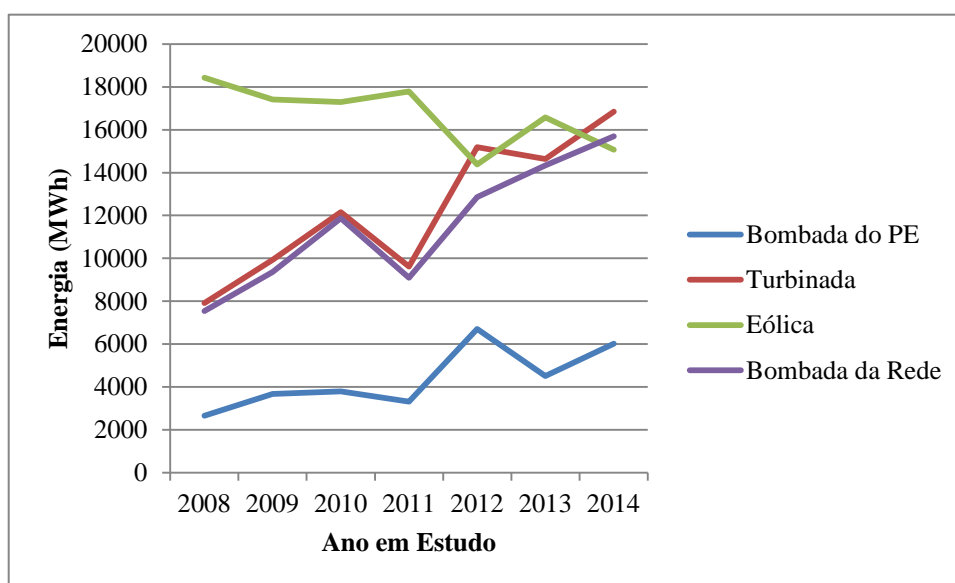


Fig. 30 - Eletricidade produzida e armazenada no SR+R.

A primeira observação retirada da análise da figura 30 é a existência de uma correlação negativa entre a energia bombada do PE e a energia injetada diretamente pelo PE na rede. Algo que também serve para atestar o correto desempenho do algoritmo desenvolvido.

Em segundo lugar constata-se que os níveis de energia bombada da rede e da energia turbinada são muito próximos na maioria dos anos. No caso específico de 2010, verifica-se uma diferença mínima entre estas duas componentes energéticas de 286,20 MWh.

Mais interessante é verificar que no ano de maior retorno percentual do sistema, 2014, a energia elétrica do PE que não passa por armazenamento fica aquém da energia turbinada em cerca de 1.779,50 MWh. O que representa a maior diferença destes valores no período em análise. O ano de 2014 também sobressai pela quantidade de energia gerada pelo sistema ser máximo, com a geração de 31.920,50 MWh (obtido pela soma da energia turbinada e da energia eólica). A bombagem total – soma da bombagem realizada com energia elétrica originária da rede e do PE – também tem o seu máximo em 2014 com o armazenamento de 21.710 MWh.

O ano de menor retorno percentual é 2008, e também corresponde ao ano em que se gera menos energia elétrica no sistema com a produção de 26.342,10 MWh. Porém, não se verificaram as mesmas relações existentes, nos outros anos de estudo, entre a produção elétrica e o retorno financeiro obtido. Neste ano ainda se atinge o valor mínimo de utilização da eletricidade do PE na bombagem de água, com 2.663 MWh. A bombagem de água por compra de energia elétrica da rede também tem o seu mínimo em 2008 com 7.537 MWh.

Em média nos vários anos estudados, 4.385 MWh do PE são utilizados na bombagem hidroelétrica, 16.709 MWh são comprados à rede, para o mesmo efeito, 12.327 MWh são gerados por turbinagem de água e 16.709 são injetados diretamente pelo PE na rede elétrica.

A eletricidade produzida e armazenada na última variante do Sistema Renovável, o sistema CHR + Rede, está agrupada na figura 31. Nesta figura, a eletricidade gerada na CHR é representada pela linha vermelha e a eletricidade utilizada na bombagem hidroelétrica é representada pela linha azul.

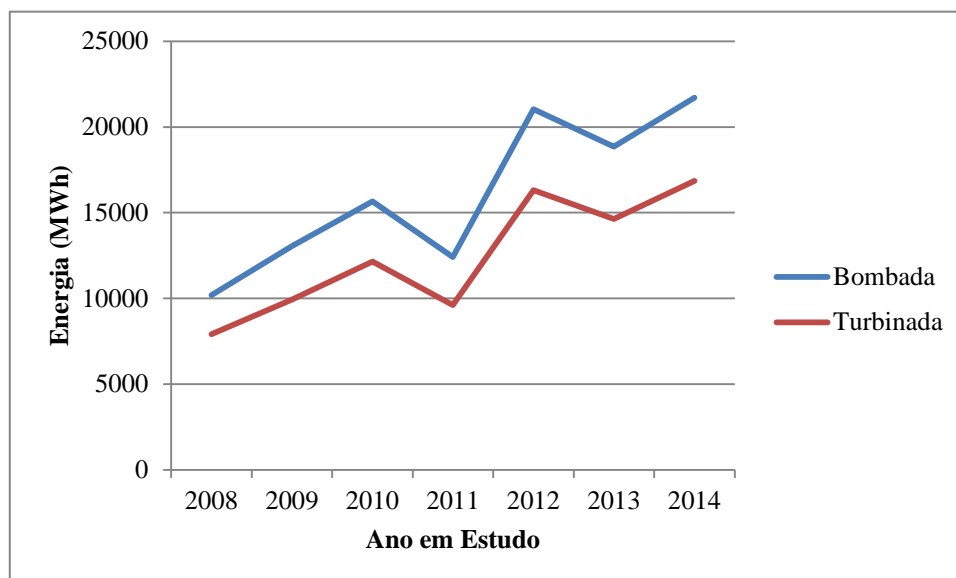


Fig. 31 - Eletricidade produzida e armazenada na CHR+R.

Na figura 31, volta-se a verificar a existência da correlação positiva entre bombagem e turbinagem. Os máximos destes valores são obtidos em 2014 – para bombagem 21.710 MWh e para turbinagem 16.850 MWh – correspondendo ao ano de maior retorno líquido do sistema CHR + Rede (ver figura 25). O mínimo ocorre em 2008 com a utilização de 7.910 MWh para bombear água e com a produção de 10.200 MWh. A tendência deste período em estudo é de um aumento da energia elétrica armazenada e gerada de ano para ano. Em média a energia elétrica armazenada ronda os 15.921 MWh e a turbinada situa-se nos 12.327 MWh.

9. Conclusão

A geração de eletricidade por aproveitamento da energia eólica é atualmente uma alternativa real aos combustíveis fósseis. O seu preço de produção elétrica é cada vez mais atrativo quando comparado com as fontes produtoras tradicionais e a nível ambiental o seu aproveitamento contribui para a diminuição das emissões de CO₂, algo que pelos perigos das alterações climáticas e do aquecimento global não pode ser desvalorizado.

Embora apostar no desenvolvimento e expansão dos aproveitamentos eólicos tenha elevados benefícios, podem contudo surgir desequilíbrios entre a oferta e a procura de energia elétrica o que afeta diretamente a segurança do abastecimento energético. Uma vez que, a produção elétrica destes sistemas é regulada por condições meteorológicas aleatórias, variáveis e portanto fora do controlo dos operadores do sistema.

Como solução para o problema da variabilidade de recurso impõe-se uma exploração e gestão adequada da eletricidade eólica. Tal implica obrigatoriamente o investimento no armazenamento energético, que atualmente é realizado em Portugal por bombagem hidroelétrica, onde é especialmente relevante pela reduzida capacidade de interligação a outros países.

Neste sentido, o principal objetivo do trabalho realizado nesta dissertação foi demonstrar as vantagens na utilização do uso combinado da geração de energia eólica com centrais hídricas reversíveis na ótica da maximização do retorno resultante da comercialização de energia elétrica. Para o efeito foi desenvolvido um modelo computacional que permitiu alcançar uma gestão mais proveitosa da energia de origem eólica. Para esta gestão foi descrita uma metodologia heurística de otimização e apresentados vários casos de estudo para ilustrar o desempenho da metodologia proposta.

O modelo de otimização foi aplicado a três visões diferentes da integração:

1. Parque eólico associado à central hídrica reversível e onde só se injetou energia na rede.
2. Parque eólico associado à central hídrica reversível e onde se comprou e injetou energia na rede.
3. Central hídrica reversível otimizando o retorno da turbinagem de água com a compra e venda da energia elétrica da rede.

Os resultados destas três visões foram comparadas com a hipótese em que se considerou que toda a produção do parque eólico foi vendida à rede na altura da produção e pelo valor correspondente no mercado *spot*. Pela sua pequena dimensão todos os sistemas estudados nesta tese não influenciaram a procura energética.

O modelo desenvolvido permitiu avaliar as decisões a tomar para qualquer uma destas opções. Importa salientar que o objetivo deste trabalho não foi tomar decisões sobre a viabilidade económico-financeira da solução. Esta opção prende-se com o facto de o mercado *spot* atual, um mercado marginalista, não servir para os serviços futuros de venda de eletricidade, por não refletir todos os custos de produção elétrica em qualquer tecnologia, como é inadequado para situações em que as percentagens de eletricidade de custo marginal nulo (como acontece no aproveitamento das renováveis) são muito superiores a 50%.

Um mercado mais apropriado para esta situação terá certamente valores mais elevados, mas a variabilidade horária e sazonal do mesmo será semelhante à do mercado *spot* atual. Assim optou-se, para testar a metodologia desenvolvida, por usar os valores do mercado *spot*, sabendo à partida que as decisões sobre as opções de investimento não devem ser tomadas com base neste mercado.

O estabelecimento dos valores de um mercado desta natureza mais realista com o que se irá passar no futuro tem inúmeras implicações de caráter económico e financeiro que ultrapassam e muito o âmbito de estudo dissertação.

Conclusão

Com o modelo desenvolvido a associação da bombagem ao parque eólico de 10 MW, na situação em que a central hídrica reversível só injetou energia na rede, aumentou em média o retorno monetário da geração elétrica em 12,8 % ou seja em 74.113 €. O valor máximo encontrado para o retorno adicional foi 112.743 €.

Na segunda situação, onde a central hídrica reversível além de bombear água com energia gerada no parque eólico de 10 MW também comprou energia da rede, o retorno monetário foi 22 % superior ao parque eólico isolado o que representa 126.687 €. Já o retorno máximo alcançado nos vários anos de estudo foi de 237.674 € no ano de 2014.

Na terceira e última situação o retorno obtido pela otimização da energia elétrica da rede na central hídrica reversível também foi em média 126.687 €.

O tempo de execução do modelo computacional para cada cenário foi relativamente curto, cerca de dois minutos e meio, e os resultados alcançados também tiveram uma pequena diferença percentual em relação ao resultado potencial, no máximo 2%.

Confrontando os resultados monetários com o custo de construção de uma central hídrica reversível (Lako, 2010) – dois milhões e quinhentos mil euros por cada MW instalado – conclui-se, como seria de esperar, que com preços do mercado *spot* a integração não é monetariamente interessante por não se conseguir cobrir a despesa de construção da central hídrica reversível num período de tempo razoável. Mais especificamente, uma central hídrica reversível com a potência de 10 MW teria um custo associado de 25 milhões de euros o que originaria um período de recuperação do investimento, sem considerar a inflação, em 105 anos, para a situação de melhor resultado obtido o qual foi 237.674 €.

Daqui se podem extrapolar várias conclusões. A primeira é que para se realizar bombagem hidroelétrica para melhorar a gestão do parque eólico se devem priorizar centrais hidroelétricas ociosas requalificando-as, o que irá acarretar períodos de recuperação do investimento muito menores do que a construção de uma nova central hídrica reversível.

A segunda conclusão aponta a necessidade de melhorar o rendimento da bombagem hidroelétrica e consequentemente a sua tecnologia, também com o objetivo de diminuir o período de recuperação dos investimentos.

A terceira conclusão desafia a uma reconsideração dos preços de mercado da eletricidade, indicando que deve existir uma maior diferença entre os preços das horas de vazio e as horas de ponta e cheia de forma a se beneficiar o armazenamento energético. Isto por se verificar que os anos de maior retorno monetário do sistema renovável, exemplo 2014, correspondem aos anos onde os preços de mercado da eletricidade se concentraram em várias classes e não num conjunto muito próximo de valores. Facto ainda mais interessante é que ao longo do estudo a rentabilidade do sistema renovável não evoluiu de acordo com o aumento do preço da eletricidade, mas sim com o aumento do afastamento entre os valores máximos (horas de ponta) e mínimos (horas de vazio) dos preços de eletricidade. Pelo que a reavaliação dos preços de mercado da eletricidade não terá de significar obrigatoriamente um preço médio anual da eletricidade mais elevado.

Apesar destas conclusões a presente dissertação não contabilizou outros fatores que poderão influenciar a viabilidade do projeto e portanto gerar outras interpretações. Assim, o trabalho realizado não deve ter um carácter definitivo, desejando-se o seu aperfeiçoamento e um constante mas construtivo pôr em causa dos resultados obtidos. Para trabalhos futuros que poderão enriquecer a temática da otimização da produção elétrica seria interessante premiar o período horário em que a energia é colocada na rede, desvalorizando a energia elétrica entregue no vazio, e bonificar a diminuição de perdas e redução do trânsito de energia proporcionada pela conjecturada instalação da central hídrica reversível ou do parque eólico em locais mais próximos dos consumos.

A garantia de potência proporcionada pelo sistema renovável analisado, os custos evitados pela diminuição do combustível fóssil utilizado nas centrais convencionais e os benefícios resultantes da

geração de energia por processos limpos e ambientalmente sustentáveis, deverão igualmente ser considerados. Será igualmente interessante analisar a sensibilidade do resultado monetário a outros máximos de capacidade da central hídrica reversível e a outros regimes de produção do parque eólico. Recorde-se que as condições meteorológicas não foram tidas em conta no modelo computacional desenvolvido pelo que seria interessante avaliar como estas poderiam afetar os resultados do sistema renovável.

10. Bibliografia

- Ontario Power Generation Inc. (2014). *Ontario Power Generation*. Obtido em novembro de 2014, de Ontario Power Generation Inc.: <http://192.75.131.106/power/images/hydrohow.jpg>
- APREN. (14 de Janeiro de 2014). *Estatísticas da produção de eletricidade de 2014*.
- Barbosa, F. M. (2004). *Gestão de Energia do Diagrama de Cargas*. Obtido em 04 de janeiro de 2015, de Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto: <http://paginas.fe.up.pt/~ee04012/Diagrama%20de%20Cargas.pdf>
- Barchart Market Data Solutions. (10 de 2014). *NASDAQ*. Obtido em 05 de dezembro de 2014, de NASDAQ markets: <http://www.nasdaq.com/markets/crude-oil.aspx?timeframe=10y>
- Castro, R. (2011). Atlas do Vento. In R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica* (p. 116). Lisboa: IST Press.
- Castro, R. (2011). Componentes do Sistema. In R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica* (pp. 201-205). Lisboa : IST Press.
- Castro, R. (2011). Equipamento Mecanoelétrico. In R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica* (p. 78). Lisboa: IST Press.
- Castro, R. (2011). Esquema de uma turbina eólica típica. In R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica* (p. 202). Lisboa : IST Press.
- Castro, R. (2011). Estado da Arte. In R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica* (p. 173). Lisboa: IST Press.
- CMVM, ERSE, CNMV e CNE. (novembro de 2009). *Descrição do Funcionamento do MIBEL*. Obtido em setembro de 2014, de MIBEL: http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009_b3f546bd.pdf
- COBA, PROCESL, DGEG, REN e Instituto da Água. (2007). *Programa Nacional de Barragens Com Elevado Potencial Hidroelétrico*.
- Comisión Nacional de Energia e Entidade Reguladora do Sector Elétrico. (março de 2012). *Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*. Obtido em Setembro de 2014, de ERSE: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesevolvimento/Documents/Modelo%20MIBEL.pdf>
- Costa, A., & Lage, S. (s.d.). *MIBEL – Mercado a Prazo: Caracterização e Implicações Fiscais*. Obtido em setembro de 2014, de CMVM:

<http://www.cmvm.pt/CMVM/Publicacoes/Cadernos/Documents/32d1f9ca47f04607b34f99ad40784051Artigo.pdf>

Cruz, P. (setembro de 2012). *Integração da Eólica com a Hídrica Reversível*. Obtido em Setembro de 2014, de Repositório Científico do Instituto Politécnico de Lisboa: <http://hdl.handle.net/10400.21/2188>

Dunca, G., Gomes, J., & Pires, T. (janeiro de 2013). Aproveitamento Hidroelétrico de Pagade. Lisboa.

EDP. (s.d.). *Consumo de Combustível EDP*. Obtido em 18 de abril de 2015, de EDP: <http://www.edp.pt/pt/sustentabilidade/ambiente/alteracoesclimaticas/consumodecombustivel/Pages/ConsumoCombustivel.aspx>

ERSE. (2009). *Mercado a Prazo*. Obtido em 18 de abril de 2015, de ERSE: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>

ERSE. (2009). *Períodos horários*. Obtido em 2015, de ERSE: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiariorfornecBTEBTNPt.aspx>

Governo de Portugal. (10 de abril de 2013). *Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020*. Obtido em 15 de outubro de 2014, de ADENE: <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2013/04/07000/0202202091.pdf>

GWEC. (2015). *Global installed wind power capacity: regional distribution*. Obtido em 27 de maio de 2015, de Global Wind Energy Council: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GLOBAL_INSTALLED_WIND_POWER_CAPACITY_MW_%E2%80%9393_Regional_Distribution.jpg

Lako, P. (maio de 2010). *Hydropower Technology Brief*. Obtido em 10 de abril de 2015, de Energy Technology Systems Analysis Programme: <http://www.etsap.org/E-techDS/PDF/E07-hydropower-GS-gct.pdf>

Levine, J. G. (2003). *Pumped Hydroelectric Energy Storage and Spatial Diversity of Wind Resources as Methods of Improving Utilization of Renewable Energy Sources*.

MacKay, D. J. (2009). Sustainable Energy - without the hot air. In D. J. MacKay, *Sustainable Energy - without the hot air* (p. 5). Inglaterra: UIT Cambridge Ltd.

Bibliografia

- Mathematical Programming Glossary. (s.d.). *Optimality gap*. Obtido em 24 de março de 2015, de Mathematical Programming Glossary: http://glossary.computing.society.informs.org/ver2/mpgwiki/index.php/Optimality_gap
- Norman, D. (1988). EUA.
- OMIP. (2012). *OMIP*. Obtido em setembro de 2014, de OMIP The Iberian Energy Derivatives Exchange: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>
- Paiva, J. P. (2005). Sistema de Energia Eléctrica . In J. P. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica* (p. 20). Lisboa: IST Press.
- Quercus e APREN. (14 de janeiro de 2014). <http://www.quercus.pt/>. Obtido em 15 de Setembro de 2014, de Quercus: <http://www.quercus.pt/comunicados/2014/janeiro/3297-portugal-atingiu-valor-recorde-do-seculo-na-producao-de-eletricidade-renovavel-e-de-emissoes-de-co2-evitadas>
- R. Byron Bird. (2015). *Wikipedia*. Obtido em 03 de janeiro de 2015, de http://pt.wikipedia.org/wiki/Perda_de_carga
- REN. (30 de dezembro de 2014). *Estatísticas Diárias Diagrama*. Obtido em 02 de janeiro de 2015, de REN: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>
- Rhoads, S. E. (s.d.). *Marginalism*. Obtido em 27 de maio de 2015, de Library of Economics and Liberty: <http://www.econlib.org/library/Enc/Marginalism.html>
- Sá da Costa, A. (2012). Apontamentos da disciplina de Energia Hídrica. Lisboa.
- Silva, N., Familiar, A., Saleiro, P., Pereira, P., Santos, M., & Cruz, C. (2010). *Recursos Hídricos como Fonte Geradora de Energia*. Obtido de FEUP: http://paginas.fe.up.pt/~projfeup/cd_2010_11/files/ELE318_relatorio.pdf
- Soeiro de Brito, R. (s.d.). *Clima e suas influências*. Obtido em setembro de 2014, de Instituto Geográfico Português: http://dev.igeo.pt/atlas/Cap1/Cap1d_2.html
- Sucena Paiva, J. P. (2005). Sistema de Energia Eléctrica. In J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica* (p. 20). Lisboa: IST Press.
- Sucena Paiva, J. P. (2005). Sistema de Energia Eléctrica: Estrutura. In J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica* (p. 19). Lisboa: IST Press.

Otimização em Regime de Mercado da Produção de Eletricidade num Parque Eólico com Bombagem Associada

- Sucena Paiva, J. P. (2007). Mercado Ibérico da Eletricidade. In J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Elétrica: uma análise sistémica* (pp. 742-743). Lisboa: IST Press.
- Theheia; Público; Daily Express. (2014). *Público; Therea; Daily Express*. Obtido em 20 de dezembro de 2014, de Público; Therea; Daily Express: <http://imagens6.publico.pt/imagens.aspx/825046?tp=UH&db=IMAGENS>; http://images.dailyexpress.co.uk/img/dynamic/1/590x/370556_1.jpg; <http://www.theheia.org/wp-content/uploads/2012/01/23.jpg>
- Universidade Federal de Santa Catarina. (2015). *Sistemas de Energia Elétrica*. Obtido em 27 de maio de 2015, de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSC: <http://ppgeel.posgrad.ufsc.br/areas-de-conhecimento/processamento-de-energia/sistemas-de-energia-eletrica/>
- Vaz, J. (junho de 2010). *Integração das Energias Renováveis no Sistema Electroprodutor: Uma Análise Crítica*. Obtido em 20 de setembro de 2014, de Universidade do Porto: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/61329/1/000149583.pdf>
- Williams, H. P. (2013). *Model Building in Mathematical Programming*. England: Wiley.

Anexos

Anexo I – Ciclo diário para clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTN) em Portugal Continental

Tabela 15 - Ciclo diário para clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTN) em Portugal Continental.

(ERSE, 2009)

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09:00/10:30h 18:00/20:30h	Ponta:	10:30/13:00h 19:30/21:00h
Cheias:	08:00/09:00h 10:30/18:00h 20:30/22:00h	Cheias:	08:00/10:30h 13:00/19:30h 21:00/22:00h
Vazio normal:	06:00/08:00h 22:00/02:00h	Vazio normal:	06:00/08:00h 22:00/02:00h
Super vazio:	02:00/06:00h	Super vazio:	02:00/06:00h

Anexo II – Produção Elétrica do Parque Eólico em Estudo

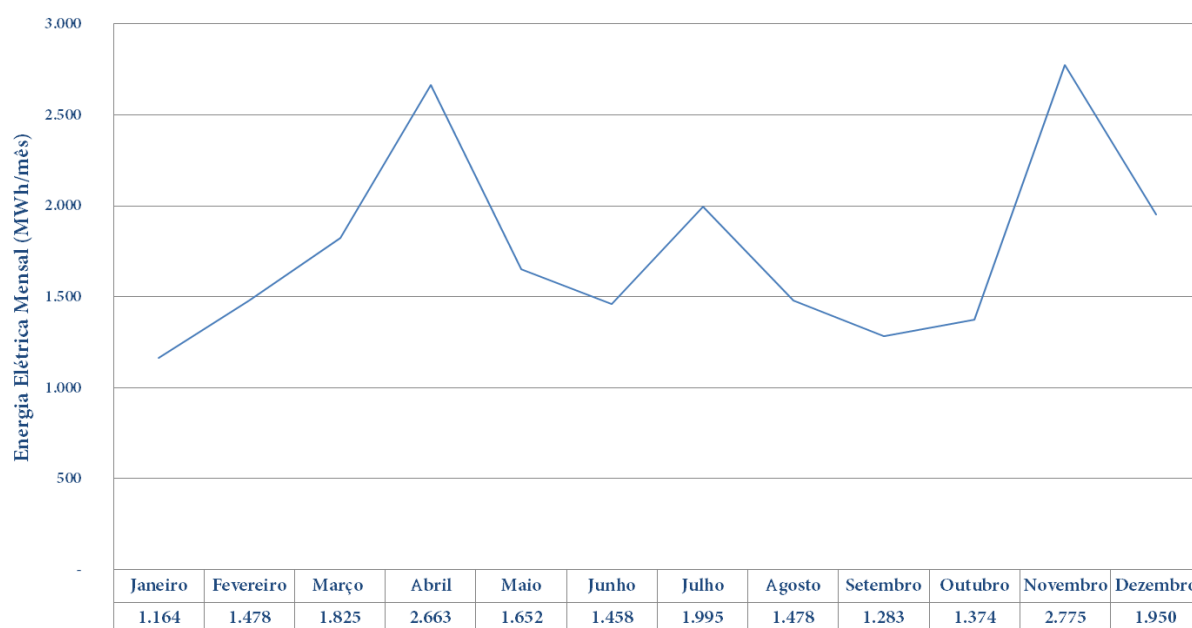


Fig. 32 - Produção elétrica no parque eólico no ano de 2012

Anexo III – Resultados da Abordagem Otimização + Programação Linear para o Sistema Renovável e suas Variantes

Tabela 16 - Resultados Globais do Sistema Renovável entre 2008 e 2014 (Abordagem Otimização + Programação Linear)

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Média
Resultado Bruto (€)	1.522.690	862.950	935.593	1.131.130	1.100.410	1.112.700	1.065.250	1.104.389
Resultado Líquido (€)	1.109.128	436.786	506.392	719.835	664.886	679.647	623.140	677.116
Energia Bombada do PE (MWh)	6.276	8.619	9.182	5.862	10.347	9.896	11.574	8.822
Energia Turbinada (MWh)	5.010	6.880	7.330	4.680	8.260	7.900	9.240	7.043
Energia Eólica (MWh)	14.819	12.473	11.911	15.230	10.748	11.197	9.519	12.271
Resultado Bruto da Bombagem (€)	372.825	262.652	238.270	227.022	353.091	270.217	325.280	292.765
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	440.794	350.894	400.338	306.189	521.647	504.362	554.636	439.837
Resultado Bruto da Eólica (€)	1.081.900	512.056	535.255	824.938	578.764	608.342	510.617	664.553
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	59,41	30,47	25,95	38,73	34,13	27,31	28,10	34,87
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	87,98	51,00	54,62	65,43	63,15	63,84	60,03	63,72
Preço médio da energia vendida pelo PE (€/MWh)	73,01	41,05	44,94	54,16	53,85	54,33	53,64	53,57

Tabela 17 - Resultados Globais do Sistema Renovável + Rede entre 2008 e 2014 (Abordagem Otimização + Programação Linear)

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	MÉDIA
Resultado Bruto (€)	1.585.920	932.371	1.133.830	1.228.400	1.255.360	1.375.210	1.330.390	1.263.069
Resultado Líquido (€)	1.130.285	455.625	628.344	765.725	745.035	847.343	717.834	755.741
Energia Bombada do PE (MWh)	3.656	5.163	5.935	4.141	7.969	6.980	8.138	5.997
Energia Turbinada (MWh)	11.060	14.140	18.330	12.090	19.030	21.590	23.610	17.121
Energia Eólica (MWh)	17.439	15.929	15.158	16.952	13.126	14.113	12.955	15.096
Energia comprada à rede (MWh)	10.594	13.057	17.675	11.439	16.541	20.830	22.272	16.058
Resultado Bruto da Bombagem (€)	206.582	143.628	128.791	148.362	245.397	162.917	198.856	176.362
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	945.120	674.833	865.357	739.957	1.134.030	1.205.940	1.267.040	976.040
Resultado Bruto da Eólica (€)	1.248.140	631.080	644.734	903.598	686.459	715.641	637.040	780.956
Custo da Compra à Rede	607.343	373.542	376.256	415.156	565.125	546.372	573.688	493.926
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	56,50	27,82	21,70	35,83	30,79	23,34	24,44	31,49
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	85,45	47,73	47,21	61,20	59,59	55,86	53,67	58,67
Preço médio da energia vendida pelo PE (€/MWh)	71,57	39,62	42,53	53,30	52,30	50,71	49,17	51,32
Preço médio da energia comprada à rede (€/MWh)	57,33	28,61	21,29	36,29	34,17	26,23	25,76	32,81

Tabela 18 - Resultados Globais da CHR + Rede entre 2008 e 2014 (Abordagem Otimização + Programação Linear

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	MÉDIA
Resultado Bruto (€)	131.609	159.735	359.980	176.395	323.451	499.502	495.550	306.603
Resultado Líquido (€)	55.829	62.025	234.160	93.385	192.831	353.162	333.010	189.200
Energia Bombada (MWh)	14.220	18.340	23.610	15.580	24.510	27.460	30.500	22.031
Energia Turbinada (MWh)	11.040	14.230	18.330	12.090	19.030	21.320	23.680	17.103
Resultado Bruto da Bombagem (€)	811.495	519.107	504.744	563.598	810.726	705.472	775.160	670.043
Resultado Bruto da Turbinagem (€)	943.105	678.842	864.724	739.993	1.134.180	1.204.970	1.270.710	976.646
Preço médio da energia bombada (€/MWh)	57,07	28,30	21,38	36,17	33,08	25,69	25,42	32,44
Preço médio da energia turbinada (€/MWh)	85,43	47,71	47,18	61,21	59,60	56,52	53,66	58,76

